



**LILIANA GRACIETE
TEIXEIRA MONTEIRO**

**A INFLUÊNCIA DO PODER DE MERCADO NOS
PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA: UMA ANÁLISE
PELA EUROPA**



**LILIANA GRACIETE
TEIXEIRA MONTEIRO**

**A INFLUÊNCIA DO PODER DE MERCADO NOS
PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA: UMA ANÁLISE
PELA EUROPA**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Economia ramo em Finanças, realizada sob a orientação científica da Professora Doutora Mara Teresa da Silva Madaleno, Professora Auxiliar do Departamento de Economia, Gestão, Engenharia Industrial e Turismo da Universidade de Aveiro.

o júri

Presidente

Prof. Doutor Hugo Casal Figueiredo
professor auxiliar da Universidade de Aveiro

Prof. Doutora Mónica Alexandra Vilar Ribeiro de Meireles
professora auxiliar do Instituto Universitário de Lisboa

Prof. Doutora Mara Teresa da Silva Madaleno
professora auxiliar da Universidade de Aveiro

agradecimentos

Quero agradecer aos meus pais e ao meu irmão pelo apoio que me deram ao longo deste percurso.

Um agradecimento especial à minha orientadora, Prof. Doutora Mara Madaleno pelo apoio e incentivo, pela disponibilidade que sempre teve para atender-me e por responder às minhas dúvidas.

Agradeço também a todos os amigos que me incentivaram ao longo desta etapa.

palavras-chave

Energia Elétrica, Poder de Mercado, Preços da Energia, Índice de Lerner

Resumo

A liberalização do mercado de energia elétrica permitiu a entrada de concorrentes na parte de geração de eletricidade com o objetivo de os mercados se tornarem mais competitivos e praticarem preços mais baixos. Contudo, continuou-se a verificar que os preços continuam elevados. Desta forma surgiu a necessidade de responder à questão de se os preços estão a ser influenciados pelo poder de mercado. Para analisar esta questão utilizou-se o índice de Lerner para medir o poder de mercado, e utilizaram-se dados horários de preços da eletricidade nos vários mercados europeus, onde se concluiu que o maior poder de mercado se regista em períodos em que os preços praticados são mais baixos e tudo indica que a prática de preços mais reduzidos se deve a períodos com maior abundância de recursos renováveis. Uma vez que as fontes de energia renováveis utilizadas para a produção de eletricidade apresentam custos de produção baixos, relativamente às fontes convencionais, isto significa que, apesar de as empresas praticarem preços mais baixos, as empresas apresentam preços superiores aos seus custos marginais. Várias ilações de política de regulação de preços nos mercados de eletricidade podem ser retiradas dos dados analisados, mas tudo indica que ainda há um longo percurso para percorrer até se conseguir a total e efetiva liberalização de mercado de eletricidade a nível Europeu antes de o conseguir transformar no mercado integrado e competitivo, como desejável.

keywords

Electric Energy, Market Power, Energy prices, Lerner Index

Abstract

The electric Energy market liberalization allowed the entrance of competitors with respect to electricity generation whose goal was to turn markets more competitive and for firms to practice lower prices. However, we have still verified high prices being practiced over markets. In this sense, it emerged the need to answer to the question if prices are being influenced by the market power. To analyze this question we have used the Lerner index to measure market power and we have used daily hourly electricity prices in the several European electricity markets, where we were able to conclude that the highest market power is registered in periods where prices practiced are lower and all points that the practice of lower prices is due to periods of great abundance of renewable resources.

Once that renewable energy sources used to produce electricity present lower production prices, with respect to the conventional sources, this means that despite the practice by companies of lower prices, companies present prices higher than the marginal cost. Several price regulation policies in electricity markets may be induced from the data analysis, but all points that there is still a long road to follow until we reach the complete and effective electricity market liberalization at the European level before we can transform it into the integrated and competitive market, as desirable.

Índice

Índice	i
Índice de Gráficos.....	iii
Índice de Tabelas	v
Índice de Fórmulas	ix
Siglas e Abreviaturas	xi
1. Introdução.....	1
2. Análise dos mercados de eletricidade.....	3
2.1 Mercado de energia elétrica.....	3
2.2 Liberalização dos mercados.....	3
2.3 Mercados organizados	5
2.3.1 MIBEL.....	9
2.3.2 Nord Pool.....	12
2.3.3 EPEX SPOT	16
2.3.4 Evolução dos Preços no Mercado Europeu	20
3. Poder de mercado no mercado de energia elétrica: uma revisão da literatura	23
3.1 Contextualização do poder de mercado	23
3.2 Poder de mercado no mercado de eletricidade	24
3.3 Métodos que identificam o poder de mercado.....	26
3.3.1 Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)	26
3.3.2 Coeficiente de Entropia (EC)	28
3.3.3 Índice de Abastecimento Residual (RSI).....	29
3.3.4 Índice de Fornecedor Principal (PSI)	30
3.3.5 Índice de Lerner.....	30
3.4 Evolução do poder de mercado, nos mercados de energia na Europa.....	32
3.4.1 Nord Pool.....	33
3.4.2 EEX	33
3.4.3 EPEX- França.....	34

4.	Dados e Metodologia.....	37
4.1	Dados	37
4.2	Metodologia	38
5.	Análise de Dados	41
5.1	Concentração do mercado.....	41
5.2	Análise do volume transacionado no mercado spot.....	43
5.2.1	MIBEL.....	43
5.2.2	NordPool.....	45
5.2.3	EPEX- França e Suíça	46
5.2.4	EEX e EXAA	47
5.3	Análise de Preços e do Índice de Lerner.....	48
5.3.1	MIBEL.....	48
5.3.2	Nord Pool.....	50
5.3.3	EPEX	52
6.	Considerações finais	57
	Referências	61
	Anexos.....	69

Índice de Gráficos

Gráfico 1 - Formas de negociações utilizadas no MIBEL: Portugal e Espanha em outubro de 2015	7
Gráfico 2 - Obtenção do preço de equilíbrio do Mercado	8
Gráfico 3 - Produção bruta de eletricidade no MIBEL: por tipo de fonte energética (%) ..	11
Gráfico 4 - Média de volumes e preços mensais transacionados no Nord Pool.....	13
Gráfico 5 - Produção bruta de electricidade no Nord Pool: por tipo de fonte de energia (%)	14
Gráfico 6 - Custo de produção por fonte de energia.....	15
Gráfico 7 - Produção bruta de electricidade em França: por tipo de fonte de energia (%) .	17
Gráfico 8 - Produção bruta de electricidade no EEX: por tipo de fonte de energia (%)	19
Gráfico 9 – Produção bruta de electricidade EXAA: por tipo de fonte de energia (%)	20
Gráfico 10 - Evolução dos preços da eletricidade grossista na União Europeia	21
Gráfico 11 - Média de Preços e média de volume de energia transacionado no mercado diário do MIBEL, por trimestre de 2013 a 2016.	44
Gráfico 12 - Média de Preços e Média de volume de energia transacionado (Méd. VL Trans.) no mercado diário do Nord Pool, por trimestre de 2013 a 2016.	45
Gráfico 13 - Média de preços e de volume de energia transacionado no mercado diário do EPEX, por trimestre de 2013 a 2016.	46
Gráfico 14 - Média de preços e de volume de energia transacionado no mercado diário do EEX (Alemanha) e EXAA (Áustria) por trimestre de 2013 a 2016.....	47
Gráfico 15 - Média de preços e do Índice de Lerner no MIBEL.....	49
Gráfico 16 - Média de Preços e do Índice de Lerner no Nord Pool	51
Gráfico 17 - Média de preços e do Índice de Lerner no EPEX	52
Gráfico 18 - Média de Preços e do Índice de Lerner no mercado EEX (Alemanha) e EXAA (Áustria).....	53
Gráfico 19 - Média de Preços e do índice de Lerner no mercado grossista	54
Gráfico 20 - Evolução das fontes de energia utilizadas para a produção de eletricidade em Portugal.....	91

Gráfico 21 - Evolução das fontes de energia utilizadas para a produção de eletricidade na Alemanha.....	91
---	----

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Mercados organizados na Europa.....	6
Tabela 2 – Número de principais empresas de geração de Energia Elétrica, em 2014, no Nord Pool.....	13
Tabela 3 - Volume total de energia transacionado por hora no mercado diário (MWh) - MIBEL (Portugal e Espanha)	70
Tabela 4 - Média de preços da energia por hora no mercado diário (€/MWh) - MIBEL (Portugal e Espanha).....	71
Tabela 5 - Média do volume transacionado (Méd.VL Trans.) de energia, dos preços e do índice de Lerner – MIBEL (Portugal e Espanha)	72
Tabela 6 - Contagem de zeros para a elasticidade – MIBEL (Portugal e Espanha).....	72
Tabela 7 - Contagem de zeros para a variação de preços – MIBEL (Portugal e Espanha). 73	
Tabela 8 - Contagem de zeros para a variação do volume de energia transacionado – MIBEL (Portugal e Espanha).....	73
Tabela 9 - Contagem de zeros quando os preços da energia tomam valores iguais a zero - MIBEL (Portugal e Espanha)	74
Tabela 10 - Volume total de energia transacionado por hora no mercado diário (MWh) - Nord Pool (Noruega e Suécia).....	74
Tabela 11 - Volume total de energia transacionado por hora no mercado diário (MWh) – Nord Pool (Finlândia e Dinamarca)	75
Tabela 12 - Volume total de energia transacionado por hora no mercado diário (MWh) - Nord Pool (Lituânia e Estónia).....	76
Tabela 13 - Média de preços da energia por hora no mercado diário (€/MWh) – Nord Pool (Noruega Suécia e Finlândia)	77
Tabela 14 - Média de preços da energia por hora no mercado diário (€/MWh) – Nord Pool (Dinamarca, Lituânia e Estónia).....	78
Tabela 15 - Média do volume transacionado (Méd. VL Trans.) de energia, dos preços e do índice de Lerner – Nord Pool (Noruega, Suécia e Finlândia)	79
Tabela 16 - Média do volume transacionado (Méd.VL Trans.) de energia, dos preços e do índice de Lerner – Nord Pool (Dinamarca, Lituânia e Estónia)	80

Tabela 17 - Contagem de zeros para a elasticidade - Nord Pool (Noruega, Suécia e Finlândia)	80
Tabela 18 - Contagem de zeros para a variação de preços da energia - Nord Pool (Noruega, Suécia e Finlândia)	81
Tabela 19 - Contagem de zeros para a variação de volume de energia transacionado - Nord Pool (Noruega, Suécia e Finlândia)	81
Tabela 20 - Contagem de zeros para a elasticidade - Nord Pool (Dinamarca, Lituânia e Estónia)	81
Tabela 21 - Contagem de zeros para a variação de preços da energia - Nord Pool (Dinamarca, Lituânia e Estónia)	82
Tabela 22 - Contagem de zeros para a variação do volume de energia transacionado - Nord Pool (Dinamarca, Lituânia e Estónia)	82
Tabela 23 - Contagem de zeros quando os preços da energia tomam valores negativos - Nord Pool (Dinamarca)	82
Tabela 24 - Volume total de energia transacionado por hora no mercado diário (MWh) – EPEX (França e Suíça)	83
Tabela 25 - Média de preços da energia por hora no mercado diário (€/MWh) - EPEX (França e Suíça)	84
Tabela 26 - Média do volume transacionado (Méd.VL Trans.) de energia, dos Preços e do índice de Lerner - EPEX (França e Suíça)	85
Tabela 27 - Contagem de zeros para a elasticidade - EPEX (França e Suíça)	85
Tabela 28 - Contagem de zeros para a variação de preços da energia - EPEX (França e Suíça)	86
Tabela 29 - Contagem de zeros para a variação do volume de energia transacionado - EPEX (França e Suíça)	86
Tabela 30 - Contagem de preços da energia negativos - EPEX (França e Suíça)	86
Tabela 31 - Contagem de preços da energia que tomam o valor igual a zero - EPEX (França e Suíça)	87
Tabela 32 - Volume total de energia transacionado por hora no mercado diário (MWh) – EEX (Alemanha) e EXAA (Áustria)	87
Tabela 33 - Média de Preços da energia por hora no mercado diário (€/MWh) – EEX e EXAA	88

Tabela 34 - Média do volume transacionado (Méd.VL Trans.) de energia, dos preços e do índice de Lerner - EEX e EXAA	89
Tabela 35 - Contagem de zeros para a elasticidade- EEX e EXAA.....	89
Tabela 36 - Contagem de zeros para a variação de preços da energia - EEX e EXAA	90
Tabela 37 - Contagem de zeros para a variação do volume de energia transacionado - EEX e EXAA	90
Tabela 38 - Contagem de zeros quando os preços da energia tomam valores iguais a Zero e Negativos - EEX e EXAA	90

Índice de Fórmulas

(1) Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI).....	27
(2) Coeficiente de Entropia (CE).....	28
(3) Índice de Abastecimento Residual (RSI).....	29
(4) Índice de Fornecedor Principal (PSI).....	30
(5) Índice de Lerner	31
(6) Índice de Lerner (através do inverso da elasticidade da curva da procura)	31
(7) Cálculo do Preço de mercado da Alemanha	38
(8) Índice de Lerner	39
(9) Variação do volume de energia transacionado por hora	40
(10) Variação de preços por hora	40
(11) Elasticidade	40

Siglas e Abreviaturas

CMVM – Comissão do Mercado de Valores Mobiliários

CNE – Comissão Nacional de Energia

CNMV – Comisión Nacional del Mercado de Valores

EDF – Electricité de France

EEX – European Energy Exchange

EPEX – European Power Exchange

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

EXAA – Energy Exchange Áustria

HUPX – Hungria Power Exchange

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

Nord Pool – Mercado Energético Nórdico

OMIE – Operador do Mercado Elétrico Espanhol

OMIP – Operador do Mercado Elétrico Português

REE – Rede Elétrica de Espanha

REN – Rede Energética Nacional

UE – União Europeia

1. Introdução

Ao longo dos anos o mercado de energia elétrica tem vindo a sofrer algumas mudanças, pondo em causa as formas tradicionais de organização deste mercado. Até à década de 90, o mercado de energia elétrica era verticalmente integrado, no qual se integrava todas as atividades desde a produção até à comercialização. Após esta época houve uma liberalização e desintegração vertical do setor elétrico, que levou a uma melhoria da qualidade do serviço e competitividade dos preços através da entrada de múltiplos agentes, que culminou na criação de mercados organizados.

Quando se iniciou a liberalização do mercado de energia elétrica, o objetivo era introduzir concorrência na parte da geração de eletricidade e na de fornecimento, a fim de que os mercados se tornassem cada vez mais competitivos e os preços ficassem mais baixos. Contudo, os preços da energia elétrica continuaram elevados, o que levou ao surgimento de dúvidas sobre os preços da energia elétrica estarem a ser manipulados pelos grandes produtores. Desta forma emergiram vários autores na literatura que se debruçaram sobre o assunto como Green e Newbery (1992), Borenstein et al. (2002) e Ciarreta et al. (2016). Uma das explicações encontradas para a permanência e persistência de preços elevados foi o exercício de poder de mercado.

Desta forma, no estudo desta dissertação investigamos se no mercado de geração de eletricidade as empresas que nele participam usam o poder de mercado para influenciar os preços, utilizando-se para o efeito dados recolhidos de vários mercados Europeus, nomeadamente, do Mercado Ibérico, do Nord Pool, e do EPEX, que engloba o EEX e o EXAA. O horizonte temporal deste estudo vai de 1 de janeiro de 2013 a 31 de dezembro de 2016. Devido à falta de dados suficientes disponíveis, não foi possível estudar todos os mercados a nível Europeu, pelo que nos concentramos na análise dos indicados.

O contributo deste trabalho para a literatura já existente sobre o mercado elétrico, será apresentar os resultados da análise da evolução dos preços da energia no mercado grossista diário tal como o volume de energia transacionado, de todos os mercados em estudo, e apurar se o poder de mercado influencia os preços, mas a nível Europeu. E se tal, conseguirmos identificar o mercado, de entre todos, que exerce maior poder de mercado. O preço da energia elétrica é um fator que afeta a competitividade das empresas, sobretudo nos setores onde o

uso de energia elétrica é intensivo, afetando ainda a vida diária do consumidor, exercendo assim também influência a nível micro e macroeconómico, tornando-se premente a análise da influência de poder de mercado. Se a ideia passa pela criação de um mercado comum, o mesmo terá de passar por uma estrutura de mercado de concorrência perfeita e verificar se na prática isso acontece é um dos objetivos primordiais do presente trabalho.

Esta dissertação está organizada em seis capítulos. No próximo capítulo é descrito o mercado de energia elétrica, bem como a sua liberalização, a descrição dos mercados organizados que se vai estudar e o tipo de fontes de energia que utilizam para a produção de energia elétrica. O terceiro capítulo é dedicado exclusivamente à revisão de literatura na qual se dá ênfase ao poder de mercado, onde se faz uma revisão dos principais meios utilizados na literatura para medir o poder de mercado, e procede-se a uma análise ao poder de mercado para os mercados que se vai estudar. No quarto e quinto capítulo são apresentados os dados e a metodologia onde se descreve o modelo escolhido para calcular o poder de mercado e discutem-se os resultados obtidos. Por último, no capítulo seis são apresentadas as conclusões e indicadas possíveis avenidas de investigação futura.

2. Análise dos mercados de eletricidade

2.1 Mercado de energia elétrica

Antes de aprofundar a temática do mercado de energia elétrica importa contextualizar a relevância da energia a nível global, na medida em que a European Commission (2010) expressa a necessidade do desenvolvimento de fontes de energia fiáveis a preços acessíveis. Estes fatores estimularam mudanças para um futuro melhor e para uma energia segura, sustentável e a preço comportável, o que conduzirá a um crescimento económico eficiente fundamentado na industrialização, modernização da agricultura, ampliação do comércio e rede de transportes eficaz.

De acordo com Marques (2005) e Verbong et al. (2013) o sistema elétrico é encarado como uma infraestrutura essencial para a sociedade contemporânea, uma vez que engloba um serviço de interesse económico geral que se reflete no bem-estar da sociedade e na participação social e ambiental. O sistema elétrico divide-se em quatro vertentes essenciais de uma cadeia de atividades: produção; transporte; distribuição e comercialização (ERSE, 2016)¹. Destas quatro vertentes, o estudo desta dissertação incide na atividade de produção. Até meados da década de noventa o setor da energia elétrica em Portugal, como em outros países era composto por uma empresa que integrava verticalmente todas as atividades (Silva, 2015). Sendo este serviço fundamental para o funcionamento de toda a economia, a União Europeia emitiu diretivas para a sua liberalização de modo a dar força à des-verticalização do setor da energia elétrica.

2.2 Liberalização dos mercados

Entre 1996 e 2009 foram adotadas medidas com o objetivo de liberalizar e harmonizar o mercado interno da energia elétrica da União Europeia. A liberalização dos mercados na

¹<http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/producao/Paginas/default.aspx>, acedido em 16 de janeiro de 2017.

União Europeia, foi concebida pela vontade política de consolidação do mercado interno através da expansão dos sectores da eletricidade, a qual estava prevista na Diretiva 96/92/CE de 19 de dezembro de 1996, e tinha como objetivo introduzir maior concorrência nos países da União Europeia (Comissão Europeia, 1996). Esta Diretiva foi revista, de modo acelerar a liberalização e integração de mercados passando a entrar em vigor a Diretiva 2003/54/CE (Comissão Europeia, 2003).

Posteriormente, foi promulgada a Diretiva 2009/72/CE de 13 de julho de 2009, a qual pretendia reforçar os mercados, para que estes originassem vantagens para todos os consumidores, recorrendo a um fornecimento de energia mais seguro, competitivo e sustentável (Comissão Europeia, 2009).

Com a Diretiva 96/92/CE, a concorrência passou a englobar a produção e a garantia do direito de escolha de fornecedores, pelo que a nova capacidade de geração começou a ser atribuída através de autorização ou adjudicação por concurso. Já com a Diretiva 2003/54/CE passou a existir uma atualização das regras definidas pela diretiva 96/92/CE, sendo a capacidade de transmissão construída através de autorização ou através de concurso e tendo os segmentos do transporte e distribuição sofrido uma transformação a nível jurídico, organizacional e de tomada de decisão (Sousa, 2005).

A European Commission (2010) afirma que os mercados Europeus de energia devem continuar abertos, apesar de terem que se reger por regras que facilitem a coesão, integração e aplicação da legislação, o que permitirá um acesso à energia com preços acessíveis.

No caso português, a liberalização do mercado do sector elétrico ocorreu de forma gradual e em três fases: 1) separação das atividades relacionadas com monopólios naturais (transporte e distribuição), das atividades que funcionam em regime de mercado; 2) promoção do acesso às redes por parte de terceiros, de modo a aumentar o número de participantes no mercado e a garantir o aumento da qualidade do serviço e a imposição de tarifas mais baixas; 3) por último, a criação de entidades reguladoras independentes com o objetivo de evitar o abuso do poder de mercado, de fixar tarifas não discriminatórias e assegurar os interesses dos consumidores no que se refere ao preço, à qualidade do serviço, ao acesso à informação e à segurança do abastecimento (Comissão Europeia, 2003; Cruz, 2008).

Estas introduções graduais abriram as portas para o que atualmente temos. A liberalização do mercado de eletricidade levou à criação de mercados organizados onde se transaciona a eletricidade através de plataformas de negociação.

2.3 Mercados organizados

Os mercados organizados são definidos no Decreto-Lei nº 29/2006 de 15 de fevereiro como “os sistemas com diferentes modalidades de contratação que possibilitam o encontro entre a oferta e a procura de eletricidade e de instrumentos cujo ativo subjacente seja eletricidade ou ativo equivalente”. De uma forma mais simples, “são bolsas para efetuar trocas de energia”². A gestão dos mercados organizados é da responsabilidade dos operadores de mercados, estando sujeitas a regulação.

Como foi referido anteriormente o processo de liberalização na Europa levou à criação de mercados organizados. O primeiro mercado na Europa a surgir foi o Nord Pool em 1996, constituído inicialmente pela Noruega e Suécia. Desta forma é apresentada a tabela 1, onde se pode visualizar a constituição dos mercados organizados que se vai estudar nesta dissertação.

Contudo, há mercados que não apresentam dados suficientes para o estudo de todos os países que o constituem. Daí que alguns desses países não serão analisados, como no caso do EPEX, que não apresenta dados suficientes para considerarmos o Luxemburgo.

A energia elétrica pode ser negociada num mercado organizado, dado que é um produto homogéneo e os contratos são standardizados. Esta criação permitiu que as transações de curto prazo fossem facilitadas e que os custos inerentes às transações fossem reduzidos²

(Genoese e Möst, 2009). No mercado organizado, a atividade de produção refere-se ao mercado grossista, também designado por mercado atacadista, e o mercado retalhista refere-se à atividade de comercialização. Como já referido anteriormente, no estudo desta dissertação apenas vamos estudar o mercado grossista.

²<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/Paginas/default.aspx>, acedido em 16 de janeiro de 2017.

Tabela 1 - Mercados organizados na Europa

Mercado		País
MIBEL		Portugal Espanha
Nordpool		Noruega Suécia Finlândia Dinamarca Lituânia Estónia
EPEX		França Suíça
	EEX	Alemanha
	EXAA	Áustria

Fonte: Elaboração própria.

A contratação de energia elétrica no Mercado grossista engloba os seguintes mecanismos de contratação: contratação a prazo; serviços de sistema³; contratação bilateral e contratação à vista. Por sua vez, o mercado retalhista engloba a contratação em mercado regulado ⁴ e contratação em mercado liberalizado ⁵ (CMVM et al., 2009).

Os mercados de contratação a prazo definem-se como compromissos de produção e de compra de energia elétrica, sendo realizada a liquidação física (entrega da energia) ou liquidação financeira (compensação dos valores monetários resultantes da negociação) (ERSE, 2017)⁶.

Por sua vez, dentro do mercado grossista encontra-se também o mercado de contratação bilateral, ou seja, o mercado livre onde os agentes contratam a compra e venda de energia elétrica para os diversos horizontes temporais (CMVM et al., 2009).

³Um mercado de serviços de sistema efetua o ajustamento de equilíbrio da produção e do consumo de eletricidade e que funciona em tempo real.

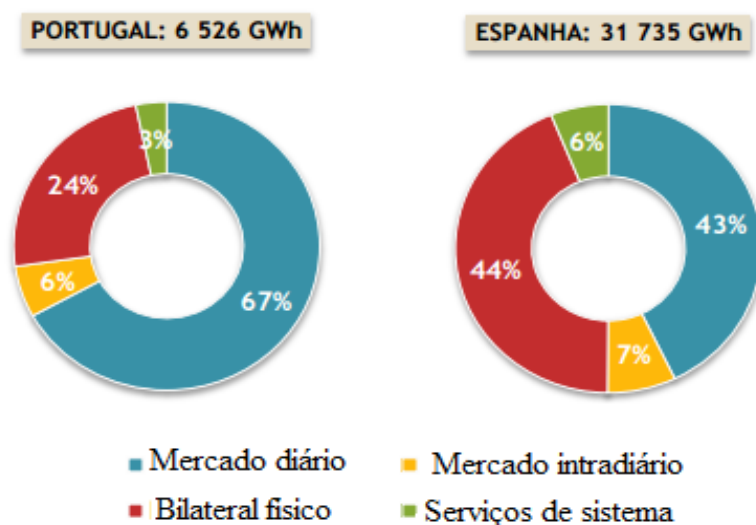
⁴A contratação em mercado regulado refere-se ao fornecimento de energia elétrica por parte de comercializadores de último recurso, onde as tarifas integrais são reguladas.

⁵No mercado liberalizado refere-se ao fornecimento por parte de comercializadores de eletricidade, onde as condições de negociação da energia elétrica são estabelecidas e negociadas entre as partes. Contudo, a componente de acesso às redes continua a assumir um preço regulado.

⁶<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Paginas/default.aspx>, acedido em 25 de janeiro de 2017.

O mercado de contratação à vista apresenta várias propostas de compra e venda de energia elétrica para o dia seguinte. Este mercado subdivide-se em dois tipos, mercado diário e o mercado intradiário. O mercado diário é o mercado mais utilizado para a negociação de energia elétrica (ERSE, 2017)⁶. Entre os mercados em estudo, no gráfico 1, é apresentado um exemplo de Portugal e Espanha que constituem o MIBEL, onde se pode verificar que o mercado mais utilizado é o mercado diário.

Gráfico 1 - Formas de negociações utilizadas no MIBEL: Portugal e Espanha em outubro de 2015



Fonte: Relatório: Informação mensal do MIBEL - outubro de 2015, pág. 3 (CMVM et al., 2015)

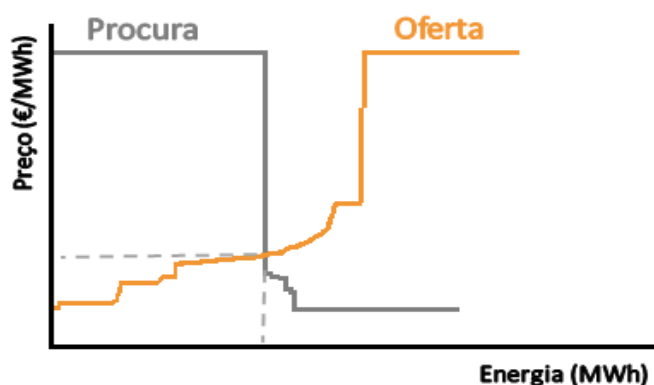
No estudo desta dissertação, a recolha e análise de dados vai ser realizada apenas no mercado diário, e deste modo faz-se uma análise mais pormenorizada do seu funcionamento no MIBEL, Nord Pool, EPEX, EEX e EXAA.

A negociação de energia elétrica no mercado diário é feita através de uma plataforma *online*, onde se transaciona energia elétrica para entrega no dia seguinte ao da negociação. Esta negociação é feita através de um leilão, onde são registadas as ofertas de compra e venda de energia elétrica, referindo o dia e a hora a que se reporta. (ERSE, 2017)⁶. Desta forma o preço de mercado de energia elétrica é feito através da interseção das curvas da oferta e da procura, onde se obtém o preço de equilíbrio em cada hora, como se pode verificar no gráfico 2.

Há que ter em consideração que a estrutura dos mercados de energia elétrica entre os países da Europa é totalmente diferente. Por exemplo, o volume de produção de energia elétrica é

diferente e o tipo de fontes de energia utilizadas para a geração de eletricidade em cada país é também diferente. O que leva a que haja um maior risco de variação dos preços, uma vez que estes podem ser influenciados pelas propostas de venda do produtor, bem como devido à oscilação do preço do carvão, do gás natural, do Brent, das licenças de CO₂, do número de horas de vento, do índice de hidraulicidade, entre outros.

Gráfico 2 - Obtenção do preço de equilíbrio do Mercado



Fonte: ERSE⁷

Relativamente ao mercado intradiário, de uma forma simples, este mercado tem como objetivo complementar o mercado diário, de modo a ajustar as quantidades transacionadas de eletricidade com uma aproximação temporal maior. Atendendo à redução progressiva dos erros de previsão, uma vez que os incidentes podem ocorrer no fecho do mercado diário e na entrega no dia seguinte. Por exemplo, os ventos fortes podem levar a uma maior produção de energia elétrica do que o planeado, ou uma central nuclear pode parar de produzir eletricidade (ERSE, 2017; CMVM, et al. 2009).

Como foi referido anteriormente, de seguida apresenta-se uma análise pormenorizada dos mercados que aqui serão analisados: o MIBEL, o Nord Pool, o EPEX, o EXAA e o EEX.

⁷<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>,
acedido em 21 de janeiro de 2017.

2.3.1 MIBEL⁸

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) consiste num mercado regional de eletricidade que engloba Portugal e Espanha. De acordo com o MIBEL esta união surgiu de um processo de cooperação entre o governo de Portugal e o governo de Espanha, cujo objetivo passa por promover a integração dos sistemas elétricos desses países, sendo que os resultados obtidos são uma mais-valia para a realização do mercado de energia elétrica e para a construção do Mercado Interno de Energia.

O processo de cooperação foi formalmente iniciado em 2001, tendo sido definido o início do funcionamento do MIBEL para o dia 1 de janeiro de 2003, data que foi adiada na XVIII Cimeira Luso-Espanhola (outubro de 2002). No dia 20 de janeiro de 2004, os governos dos dois países assinaram o “Acordo de Lisboa”, o qual definiu as bases da criação do MIBEL, assim como as modalidades de contratação autorizadas (mercado à vista; mercado a prazo ou contratação bilateral).

Em outubro de 2004, foi assinado um novo Acordo Ibérico “Acordo de Santiago de Compostela”, o qual definia o início do funcionamento do MIBEL até 30 de junho de 2005, data novamente adiada. No dia 3 de julho de 2006, foi o dia do lançamento do MIBEL, tendo iniciado o seu funcionamento a 1 de julho de 2007 com a aprovação do Plano de Compatibilização Regulatória (CMVM et al., 2009).

Em 2014 deu-se o acoplamento efetivo da região do Sudoeste da Europa, o que tornou possível a integração do mercado elétrico Europeu (OMIP)⁹. O acoplamento entre os mercados diários do Noroeste Europeu e do Sudoeste Europeu facilitou o cálculo dos preços e das transações da energia na região. O objetivo era conduzir a um maior número de benefícios para os consumidores finais, nomeadamente a uma utilização mais eficiente do sistema elétrico e das infraestruturas transfronteiriças e a uma maior cooperação entre mercados de energia.

As entidades que garantem a regularização do MIBEL são a ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - Portugal) e a CNE (Comissão Nacional de Energia - Espanha), sendo os operadores a REN (Portugal) e a REE (Espanha).

⁸<http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=18&relcategoria=1026&idpag=67,%20acedido%20em%2021%20de%20janeiro%20de%202017>, acedido em 1 de fevereiro de 2017.

⁹<http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>, acedido em 1 de fevereiro de 2017.

Por sua vez, o MIBEL encontra-se dividido em dois polos: português (OMIP) e o Espanhol (OMIE). O OMIP é operado em Portugal e é da sua incumbência gerir as transações a prazo. Por sua vez, o OMIE é operado em Espanha e é da sua incumbência gerir de forma integrada o mercado diário e intradiário.

Os produtos mais transacionados no mercado a prazo, segundo a OMIP, são os contratos Futuro-*Forward*¹⁰ e os contratos *SWAP*¹¹. O mercado de contratação à vista é gerido pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia Espanhol (OMIE), o qual possui uma vertente de contratação diária e uma vertente de ajustes intradiários, onde se definem programas de venda e de compra de energia elétrica para o dia seguinte ao da negociação. Como foi referido anteriormente, o mercado diário passa por realizar transações de energia elétrica para o dia seguinte, consoante as ofertas de vendas disponibilizadas e as propostas de aquisição de energia elétrica. Dessa forma, o mercado estabelece o preço para cada uma das 24 horas do dia seguinte, sendo a hora determinada pela hora legal de Espanha (ERSE)¹².

O mercado diário encerra às 10:00 horas do dia anterior à data de fornecimento de energia elétrica, sendo os resultados publicados às 11:00 horas. No período entre as 11-14 horas, depois da introdução dos contratos bilaterais obtém-se o programa diário base de funcionamento (PDBF) para cada um dos sistemas, cabendo aos operadores de sistema analisar e resolver restrições técnicas que ocorram devido ao processo de encontro do mercado diário e a declaração de contratos bilaterais, de modo a obter os programas diários viáveis provisórios (PDVP) (CMVM, et al. 2009).

Como este mercado funciona através do cruzamento de ofertas de compra e venda torna-se essencial observar e antecipar se a capacidade de interligação comercial disponível entre ambos os países suporta o fluxo de energia. Quando ocorre uma congestão do fluxo de energia entre ambos os países é realizada uma separação de mercados (*market splitting*), da

¹⁰Os contratos Futuro-*Forward* são equivalentes aos contratos Futuro, à exceção da forma de liquidação dos ganhos e perdas, a qual ocorre durante o período de entrega e mensalmente.

¹¹Os contratos *SWAP* são contratos onde se realiza a troca de posição em preço variável por uma posição de preço fixo ou vice-versa, englobando a gestão ou tomada de risco financeiro sem existir entrega física do produto, mas sim a liquidação das respetivas margens.

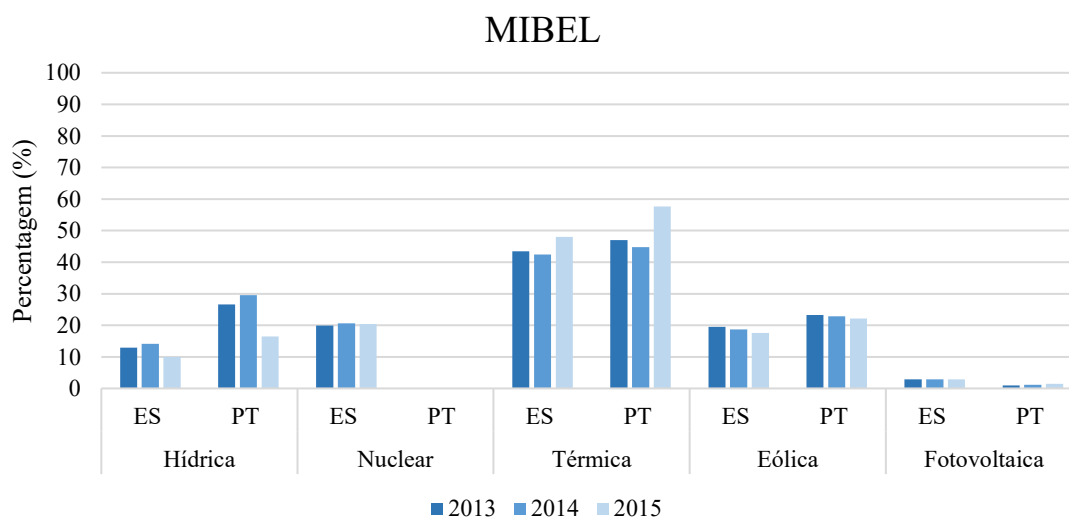
¹²<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>, acedido em 10 de fevereiro 2017.

qual resulta um preço diferente em cada zona do MIBEL sem congestão interna entre os dois sistemas elétricos (ERSE, 2009).

O mercado Português é composto por quatro empresas principais de produção de energia elétrica e o mercado Espanhol por cinco (dados relativos a 2014)¹³.

Ao longo dos anos Portugal tem vindo a apostar em fontes de energia renováveis para a produção de eletricidade no sentido de diminuir os impactos ambientais na produção de energia elétrica. Nos últimos anos tem-se verificado um aumento da produção de energia com base em fontes renováveis (ver anexo, gráfico 20) sendo que metade da energia consumida em Portugal é de origem eólica, hídrica e fotovoltaica. Já a fonte de energia mais utilizada quer em Portugal (PT) como em Espanha (ES), para a produção de eletricidade é a energia térmica (ver gráfico 3).

Gráfico 3 - Produção bruta de eletricidade no MIBEL: por tipo de fonte energética (%)



Fonte: Elaboração própria com base nos dados do Pordata¹⁴.

Como se pode visualizar no gráfico 3, entre as energias renováveis a energia eólica e a hídrica são as mais utilizadas, para a produção de eletricidade. A energia fotovoltaica é a que apresenta ainda um valor muito baixo na produção de eletricidade, apesar de ter um enorme potencial em território nacional.

¹³<https://publications.europa.eu/pt/publication-detail/-/publication/cceaff60-0154-4a68-885a-b526703b9a3a>, acedido em 10 de abril de 2017.

¹⁴<https://www.pordata.pt/DB/Europa/Ambiente+de+Consulta/Tabela>, acedido em 15 de fevereiro de 2017.

O maior peso da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis registou-se em 2013, 2014 e 2016, devido a fatores climáticos favoráveis. Em 2015, o ano foi seco e quente, o que registou uma diminuição de produção de eletricidade a partir da energia hídrica, tanto em Portugal como em Espanha. Dada esta diminuição de energia hídrica, o peso das centrais convencionais na produção de eletricidade é reforçado, o que faz com que as previsões dos preços da eletricidade sejam influenciadas pelos preços dos combustíveis (ERSE, 2016).

2.3.2 Nord Pool¹⁵

O Nord Pool é o mercado regional mais antigo e mais conhecido, nele negociam-se os preços da energia. Este Mercado surgiu em 1996 integrando num primeiro momento os setores elétricos da Noruega e Suécia. De seguida em 1998 a Finlândia entrou como membro efetivo no Nord Pool. O quarto membro a juntar-se a este grupo foi a Dinamarca, em 2000. Antes da integração, ambos os países reestruturaram o mercado energético, iniciando a liberalização dos seus mercados. Mais tarde em 2010, 2012 e 2013 o Nord Pool Spot foi aberto à Estónia, Lituânia e Letónia, respetivamente.

Atualmente a maioria dos especialistas e analistas acreditam que a criação do mercado nórdico de eletricidade tem sido bem-sucedida. O mercado Nórdico é constituído por um operador de mercado (Nord Pool) e por cinco operadores de sistema: Statnett SF (Noruega), Svenska Kraftnät (Suécia), Fingrid Oy (Finlândia) e a Energinet (Dinamarca) para os países Nórdicos e por três operadores do sistema para os países Bálticos, Elering (Estónia), Litgrid (Lituânia) e Augstsprieguma tīkls AS (AST) (Letónia). Em cada país existem entidades reguladoras.

Apesar do mercado nórdico ser um mercado único, este está dividido em várias áreas de preços diferentes. A Noruega está dividida em três áreas, a Dinamarca em duas e a Suécia em quatro. Quando o nível de concentração é mais baixo os países nórdicos formam uma única área de preços, caso o nível de concentração seja maior, cada área forma a sua própria área de preços. O número de empresas de produção de energia elétrica instaladas em cada país que operam no mercado Nord Pool é diferente (ver tabela 2).

¹⁵ <http://www.nordpoolspot.com/>, acessado a 10 de Abril de 2017.

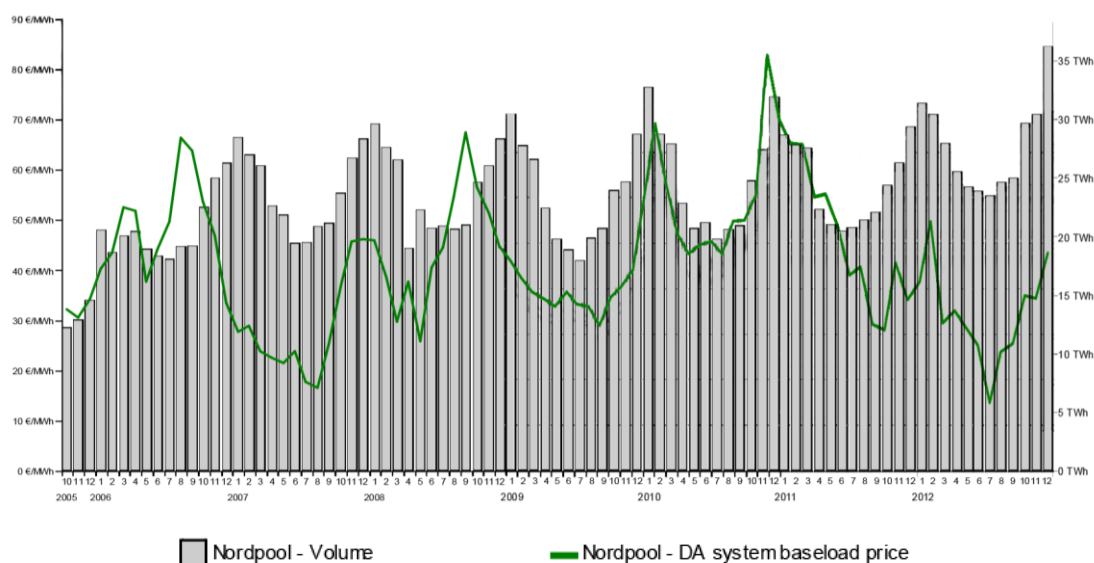
Tabela 2 – Número de principais empresas de geração de Energia Elétrica, em 2014, no Nord Pool

Suécia	3	Finlândia	4
Dinamarca	2	Estónia	1
Lituânia	6		

Fonte: Elaboração própria com base em dados do Relatório - EU Energy Markets in 2014 (relatório online)¹⁶.

Desta forma pode-se dizer que a Lituânia é o país que apresenta um maior número de empresas principais, ao contrário da Estónia que apresenta apenas uma empresa principal. Para a Noruega não é possível fazer uma análise, uma vez que os dados não estão disponíveis para este país. No mercado Nord Pool, o volume de energia transacionado e os preços apresentam diversas oscilações ao longo dos anos (ver gráfico 4).

Gráfico 4 - Média de volumes e preços mensais transacionados no Nord Pool



Fonte: Relatório da Comissão Europeia, Quarterly Report on European Electricity Markets, Volume 1 (pág. 9); Volume 3 (pág. 15); Volume 5, (pág. 15) (European Commission-DGE, 2008; European Commission-DGE, 2010; European Commission-DGE, 2012).

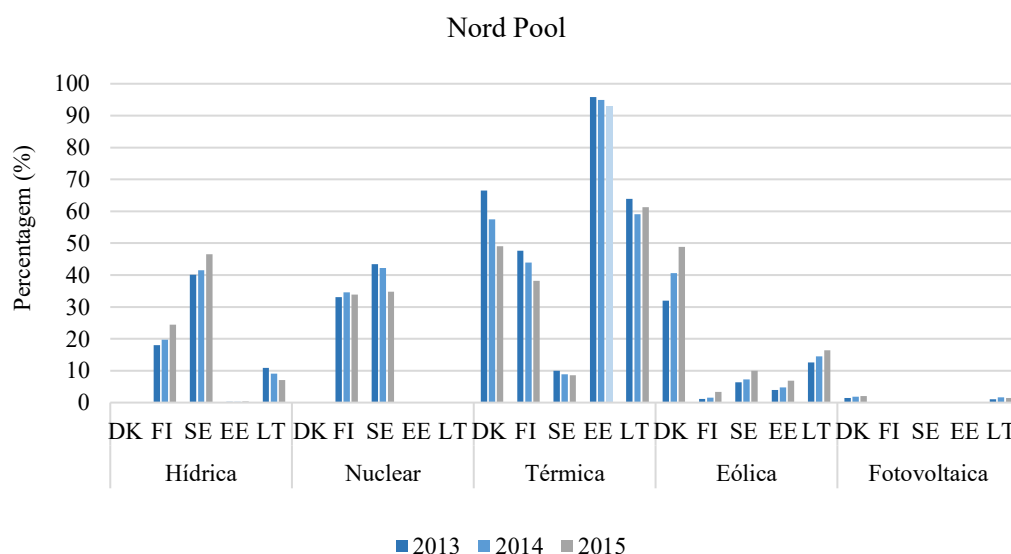
¹⁶<https://publications.europa.eu/pt/publication-detail/-/publication/cceaff60-0154-4a68-885a-b526703b9a3a>,
acedido a 12 de abril de 2017.

Do período de 2006 a 2012, os valores mais elevados foram atingidos no quarto trimestre de 2010, atingindo um valor médio de 81,7 €/MWh em dezembro. Estes aumentos de preços são justificados, pela European Commission-DGE (2010), pelo clima mais frio, pela diminuição dos níveis de reservas hídricas e pela baixa capacidade temporária da central nuclear na Suécia.

Ao contrário de dezembro de 2010, os níveis das reservas hídricas aumentaram significativamente em julho de 2012, o que proporcionou a média de preços mensais mais baixa desde 2005, atingindo assim um valor de 13,7 €/MWh (European Commission-DGE, 2012).

A capacidade de geração elétrica através de fontes de energia é diferente para cada mercado que atua no Nord Pool. Como se pode visualizar no gráfico 5, a produção de eletricidade, nos últimos anos, na Suécia (SE) e na Finlândia (FI) provém principalmente de energia hídrica, nuclear e térmica.

Gráfico 5 - Produção bruta de electricidade no Nord Pool: por tipo de fonte de energia (%)



Fonte: Elaboração própria com dados do Pordata ¹⁷.

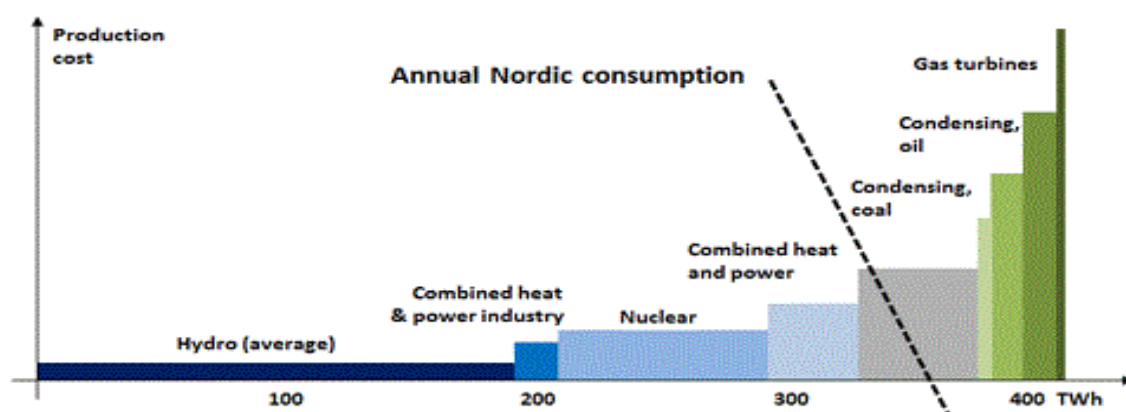
¹⁷<https://www.pordata.pt/DB/Europa/Ambiente+de+Consulta/Tabela>, acedido em 14 abril de 2017.

Em 2015, a parcela de energia eólica subiu nos países que operam no Nord Pool, sendo a mais elevada desde o início das séries temporais disponíveis. A Dinamarca (DK) usa principalmente energia térmica e ao longo dos anos tem vindo a apostar simultaneamente na energia eólica. Na Estónia (EE) e na Lituânia (LT), utiliza-se predominantemente a energia térmica.

Em anos mais secos os países Nórdicos recorrem à importação de eletricidade de outros países, como da Rússia, Polónia e Alemanha. Relativamente à Noruega, segundo o site Nord Pool, a fonte mais utilizada é a energia hídrica.

Dependendo das fontes de energia utilizadas para a produção de eletricidade, estas têm um custo de produção diferente, como se pode visualizar no gráfico 6.

Gráfico 6 - Custo de produção por fonte de energia



Fonte: Nord Pool (2016)¹⁸.

De todas as fontes de energia apresentadas no gráfico 6, a energia hídrica é a que apresenta um menor custo de produção. Os preços da eletricidade no mercado Nórdico são dependentes tanto de níveis de chuva, como do acesso a outras fontes. Isto significa que nos anos pouco chuvosos, os produtores têm de recorrer a fontes mais caras o que leva a que o custo de produção seja maior.

A negociação de preços da eletricidade no Nord Pool pode ser feita no mercado diário e no mercado intradiário. Como mencionado anteriormente, neste estudo apenas se vai abordar a

¹⁸<http://www.nordpoolspot.com/the-power-market/The-market-members/Producers/>, acedido em 10 fevereiro de 2017.

negociação no mercado diário. A negociação no mercado diário é semelhante aos outros mercados, em que os contratos são realizados entre o vendedor e o comprador em leilão para entrega de energia elétrica no dia seguinte. O prazo para a apresentação de propostas para entrega no dia seguinte é realizado até às 12:00 horas. Esta entrega no dia seguinte será realizada até às 00:00 horas.

2.3.3 EPEX SPOT¹⁹

A European Power Exchange SE, designada por EPEX SPOT SE foi fundada em 2008 devido à fusão dos mercados Powernext e EEX AG (European Energy Exchange). A EPEX Spot tem sede em Paris e opera no mercado de energia na Alemanha, França, Áustria, Suíça e Luxemburgo. Este mercado também atua no mercado da Hungria, mas com o nome da HUPX (Hungria Power Exchange) e presta serviços de *Market Coupling* para a República Checa, Roménia, Eslováquia e Hungria.

De forma indireta, a EPEX SPOT também atua no mercado diário de energia elétrica da Bélgica, Holanda e Reino Unido. Esta plataforma de mercado spot opera no mercado diário, na qual se realiza um leilão para negociações de transações de energia elétrica para o dia seguinte, onde os participantes deste mercado inscrevem as suas ordens de quantidade de energia no livro de encomendas, para depois, a oferta e a procura serem comparadas, e o preço ser calculado para cada hora do dia seguinte. Esta inscrição no livro de encomendas encerra às 11:00 horas para a Suíça e às 12:00 horas para a Alemanha, França, Áustria e Luxemburgo.

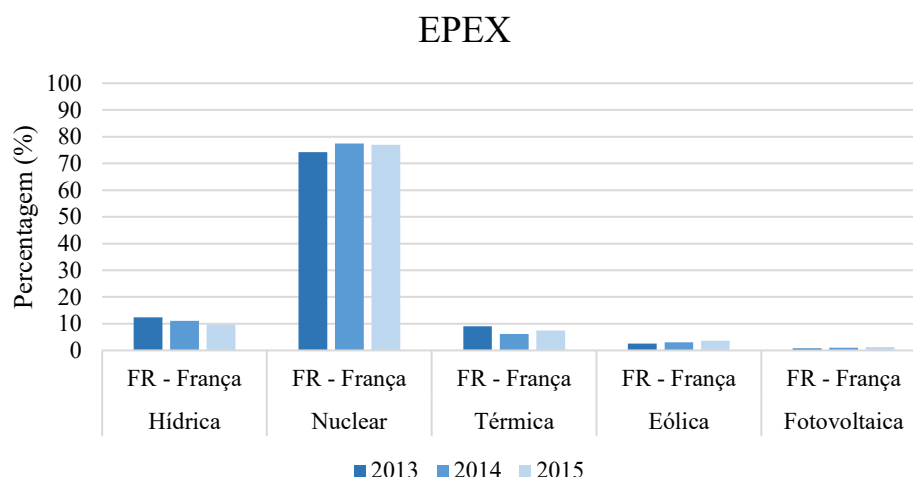
Os preços são disponibilizados a partir das 12:55 horas para Alemanha, França, Áustria e Luxemburgo e às 11:10 horas para a Suíça. Devido à disponibilidade limitada de dados no *site* EPEX Spot, apenas se vai utilizar os dados de França, Suíça, Alemanha e Áustria. Sendo que os dados da Áustria são obtidos através do *site* EXAA e os dados da Alemanha (EEX) são obtidos através do *site* EPEX e EXAA (no capítulo da metodologia é explicado). Desta forma faz-se uma análise para a França e a Suíça através do EPEX e para a Alemanha e Áustria através do EEX e EXAA, respetivamente.

Em termos de fontes de energia usadas para a produção de eletricidade, França é altamente dependente de centrais nucleares e hidroelétricas, como se pode visualizar no gráfico 7. Na

¹⁹ <https://www.epexspot.com/en/>, acedido em 27 de fevereiro de 2017.

realidade, o mercado Francês utiliza quase 80% de energia nuclear para a produção de eletricidade. Este mercado é altamente concentrado, tendo apenas uma empresa principal na produção de eletricidade, a EDF (Electricité de France).

Gráfico 7 - Produção bruta de electricidade em França: por tipo de fonte de energia (%)



Fonte: Elaboração própria com base em dados do Pordata ²⁰.

A produção de eletricidade a partir da energia hídrica diminuiu, no período de 2013 a 2015, consequentemente a produção de eletricidade a partir da energia nuclear aumentou. Na realidade, fatores como o clima desfavorável, neste período fizeram com que houvesse uma diminuição de recursos hídricos. Relativamente ao mercado da Suíça, a fonte de energia renovável mais utilizada é a energia hidroelétrica, sendo que em 2015 contribui com 59,9% para a produção de eletricidade. Já a energia nuclear contribuiu com 35,5%²¹. Não é possível fazer uma análise mais pormenorizada, das fontes utilizadas para a produção de eletricidade para o mercado da Suíça, uma vez que os dados no Pordata não estão disponíveis.

²⁰<https://www.pordata.pt/DB/Europa/Ambiente+de+Consulta/Tabela>, acedido em 14 de abril de 2017.

²¹<http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=en>, acedido em 18 de abril de 2017.

2.3.3.1 EEX²²

A liberalização do mercado de eletricidade alemão deu-se em 1998. Uma vez que a liberalização levou ao aumento da concorrência, as empresas que operavam no mercado de eletricidade, que estavam verticalmente integradas, envolveram-se num processo de fusão e de aquisição com outras empresas.

A EEX foi fundada em 2000, pela Leipzig Power Exchange e a European Energy Exchange. Todavia, em 2002 as duas centrais de energia alemã localizadas em Frankfurt e Leipzig fundiram-se e formaram a EEX.

Mais tarde, em 2008, o mercado spot EEX entrou em negociação com a Pöwernext e fundaram o EPEX SPOT, como já foi referido anteriormente. Atualmente os principais geradores de energia elétrica na Alemanha, são a E.ON, RWE e ENBW e a Vattenfall.

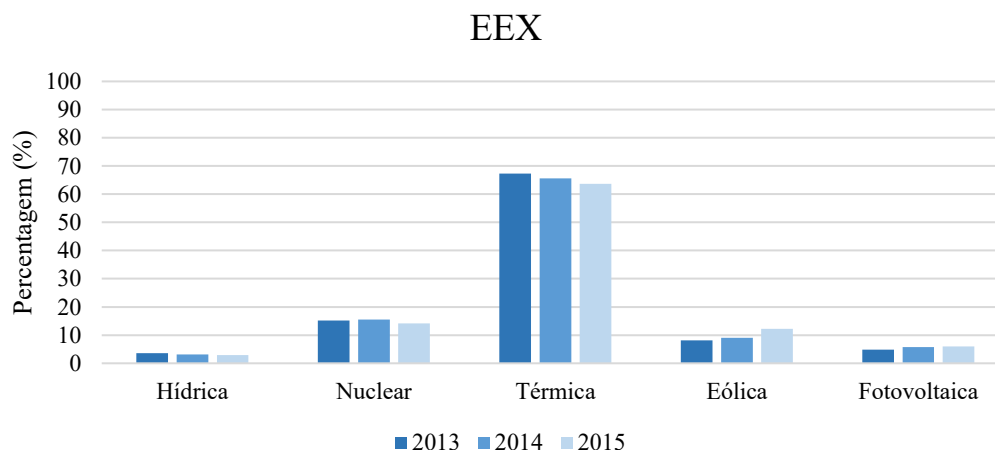
O regulador do sistema elétrico é a Federal Network Agency que está encarregue de supervisionar os operadores das redes de transmissão e distribuição. A plataforma para o mercado alemão / austríaco é mantida pelo EEX desde o final de outubro de 2009.

Devido à Lei de Energia Renovável (EEG), a Alemanha nos últimos anos tem vindo a aumentar a sua participação na geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis (European Energy Exchange, 2017). No gráfico 8, pode-se visualizar que tipo de fontes de energia a Alemanha utiliza mais para a produção de eletricidade.

Como se pode visualizar no gráfico 8, a fonte de energia mais utilizada pela Alemanha para a produção de energia elétrica, é a energia térmica. Ao longo dos últimos três anos, verifica-se uma ligeira diminuição desta fonte, compensando com um aumento nas energias renováveis, mais especificamente pela energia eólica e energia fotovoltaica. Atualmente, a energia eólica é a principal fonte de energia renovável para a produção de eletricidade na Alemanha. Em 2015, esta fonte de energia atingiu o seu máximo histórico (ver gráfico 21 em anexo). A Alemanha tem vindo a fazer várias mudanças nas suas políticas energéticas para que haja um crescimento das energias renováveis (European Energy Exchange, 2017).

²²<https://www.eex.com/en/>, acedido em 24 de abril de 2017.

Gráfico 8 - Produção bruta de electricidade no EEX: por tipo de fonte de energia (%)



Fonte: Elaboração própria com dados do Pordata²³.

2.3.3.2 EXAA²⁴

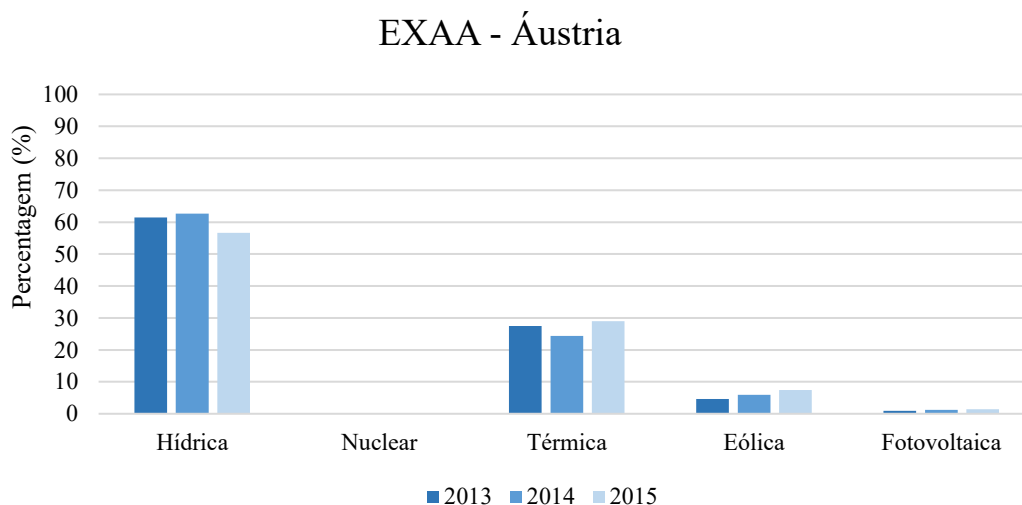
A *Energy Exchange Austria*, EXAA, foi fundada em 2001 na Áustria, no processo de liberalização do mercado Europeu de energia elétrica, iniciando o mercado spot em 2002. A EXAA tem sede em Viena, e contém a área comercial da Áustria e da Alemanha. Os participantes de mercado podem fazer a negociação das transações de energia elétrica na plataforma *online* EXAA. Esta negociação é feita através de um leilão diário onde os participantes enviam de forma anónima as ofertas de compra e de venda até às 10 horas e 15 minutos (tem acesso a dois leilões, 10:15h e acoplamento de mercado às 12:00h).

Esta negociação acontece de segunda-feira a sexta-feira, com exceção da negociação de sábado, domingo e segunda que é feita na sexta-feira anterior. Contrariamente ao mercado Francês, o mercado Austríaco não utiliza fontes de energia nuclear para a produção de eletricidade. Mais de metade da produção de energia elétrica deriva de recursos hídricos (ver gráfico 9).

²³<https://www.pordata.pt/DB/Europa/Ambiente+de+Consulta/Tabela>, acedido em 14 de abril de 2017.

²⁴<http://www.exaa.at/de>, acedido em 17 de abril de 2017.

Gráfico 9 – Produção bruta de electricidade EXAA: por tipo de fonte de energia (%)



Fonte: Elaboração própria com dados do Pordata ²⁵.

Em 2015 verifica-se uma diminuição das fontes de energia hídricas. Esta diminuição deveu-se ao facto de ser um ano bastante seco (European Commission-DGE, 2016) desta forma a produção de energia elétrica foi compensada pelo aumento da energia térmica.

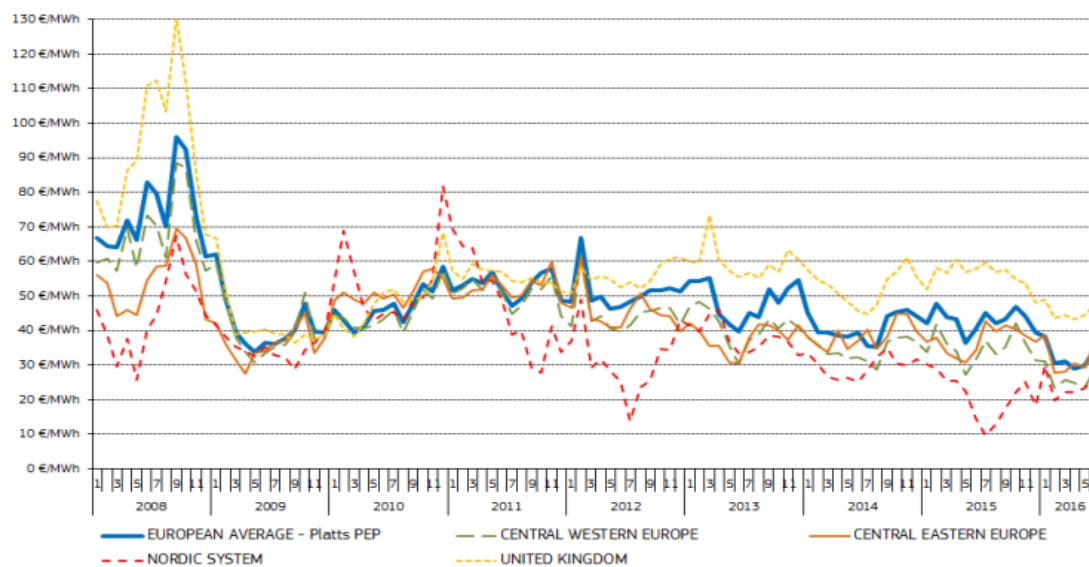
2.3.4 Evolução dos Preços no Mercado Europeu

Numa breve análise, para anos anteriores ao período de estudo, pode-se dizer que a média de preços da energia elétrica na Europa, desde o ano de 2008, tem vindo a diminuir (ver gráfico 10), atingindo um pico de preços elevado em 2008. A partir desse ano os preços caíram quase 70% até aos dias de hoje.

Vários fatores contribuíram para a descida de preços, tais como o aumento de geração de energia elétrica a partir das energias renováveis, e o acoplamento de mercados (European Commission, 2016). Verifica-se que o sistema Nórdico praticou preços mais baixos relativamente à Europa Central, Ocidental e Oriental.

²⁵<https://www.pordata.pt/DB/Europa/Ambiente+de+Consulta/Tabela>, acedido em 14 de abril de 2017.

Gráfico 10 - Evolução dos preços da eletricidade grossista na União Europeia



Fonte: Relatório da Comissão Europeia sobre preços e os custos da energia na Europa (2016) pág. 4 (European Commission, 2016).

3. Poder de mercado no mercado de energia elétrica: uma revisão da literatura

3.1 Contextualização do poder de mercado

O poder de mercado é difícil de definir explicitamente, como a maioria da revisão de literatura comprova. Church e Ware (2000) definem poder de mercado como sendo a capacidade das empresas, aumentarem o preço, de forma lucrativa, acima do custo marginal. Estes autores também referem que o poder de mercado de uma empresa varia inversamente com a elasticidade da procura.

A Comissão Europeia (2002), define o exercício de poder de mercado como o poder de atuar, de modo apreciável, independentemente dos concorrentes, dos clientes e dos consumidores. Este exercício compromete uma transferência de riqueza dos consumidores para os produtores através de uma afetação de recursos (Cardell et al., 1997; Justice and Federal Trade Commission, 1992), frequentemente o exercício de poder de mercado ocorre pelos maiores produtores (Borenstein, 2000).

O poder de Mercado está geralmente relacionada com o tamanho da empresa em relação ao mercado, onde esta relação refere-se à concentração de Mercado (Alvarado, 1998). No que se refere à concentração de mercado, Hellmer e Wårell (2009) afirmam que a mesma engloba o número de empresas num determinado mercado e a respetiva quota de mercado, o que permite a avaliação da situação da concorrência no mercado.

Na conceção de Claessens e Laeven, (2004), o poder de mercado pode ser causado pela capacidade das empresas quando influenciam a concorrência existente, através da sua superioridade a nível de eficiência, de oferta associada à concorrência ou da criação de barreiras que limitam a mesma em detrimento da estrutura de mercado mais concentrada. Kaplow (2015) defende que o poder de mercado assume um papel crucial no âmbito da lei da concorrência, uma vez que o mesmo se baseia na apreciação das concentrações

horizontais, acordos horizontais (*joint ventures*)²⁶, sendo um dos componentes que estabelece o abuso de posição dominante ou de monopolização. Contudo, o poder de mercado também se reveste de desafios a serem superados, tais como: o facto do poder de mercado ser inviável, supérfluo e desaconselhado; os testes de participação de mercado serem incoerentes a nível empírico e político; e o facto de servir como prova de responsabilidade (Kaplow, 2015).

Os desafios do poder de mercado, segundo Soares (2006) podem estar relacionados com os custos que não se podem recuperar (*sunk costs*), assim como, com a existência de diferentes escalas para as diferentes atividades da cadeia de valor; dificuldades no armazenamento; a procura ser inflexível a uma determinada variação percentual do preço, o que pode levar a abusos por parte das empresas. Segundo Sheffrin (2002), os principais métodos para exercer o poder de mercado passam: pela retenção física ou quantitativa (na qual o produtor diminui a produção e aumenta o preço de mercado); pela retenção financeira ou económica (acontece quando na licitação o produtor oferece preços mais elevados do que a licitação para a unidade em particular, o que faz com que haja uma transferência de excedente do consumidor para o produtor); e por fim pelas estratégias relacionadas com a transmissão (com o objetivo de aumentar os preços numa determinada zona).

Church e Ware (2000) alegam que as ineficiências que estão relacionadas com o exercício de poder de mercado quase sempre são regulamentadas pelo governo. O regulamento limita o poder de mercado através da limitação de preços. Há diversos modelos empíricos e teóricos que demonstram como o poder de mercado pode ser exercido na produção de eletricidade, como, por exemplo, Borenstein et al. (1999).

3.2 Poder de mercado no mercado de eletricidade

Os mercados de energia elétrica eram tradicionalmente organizados como monopólios, verticalmente integrados na produção, transmissão e fornecimento de energia elétrica. Após a liberalização do mercado de energia elétrica o poder de mercado tem sido um dos

²⁶ Quando duas ou mais empresas já existentes no mercado se juntam para formar uma outra empresa ou fazem uma associação (consórcios de empresas).

problemas. Existem vários estudos sobre o poder de mercado nos mercados liberalizados, desde os primeiros estudos realizados por Green e Newbery (1992) para o Reino Unido.

Depois da reforma implementada pela Grã-Bretanha, Green e Newbery (1992) realizaram o primeiro estudo para este mercado, para deduzir se tais reformas implementadas seriam suficientes para aumentar a concorrência e diminuir o poder de mercado. O estudo provou que a concorrência permanecia baixa, e dada a elevada concentração de mercado atacadista, no curto prazo também foi detetada a existência de poder de mercado.

Em Inglaterra e no País de Gales, o processo de liberalização do mercado de energia elétrica não foi bem-sucedido em consequência do abuso do poder de mercado (Newbery, 1995). Também num estudo realizado durante a crise da energia elétrica na Califórnia registou-se que o poder de mercado teve um papel bastante significativo (Borenstein et al., 2000).

Segundo Borenstein et al. (1999), o mercado de eletricidade é um dos setores tradicionalmente mais concentrados a nível internacional. O mesmo foi demonstrado para Portugal num estudo por Sarmiento et al. (2015), no qual identificam que o setor da eletricidade é o setor mais concentrado relativamente aos restantes setores para o período de 1985 a 2006. Através da literatura é possível identificar os recursos que proporcionam o exercício de poder de mercado em diversos mercados de eletricidade em todo o Mundo (Nazemi et al., 2016).

O Poder de mercado deve ser detetado, quantificado e proibido no tempo (Asgari e Monsef, 2010). Segundo Asgari e Monsef (2010), a eficiência económica de um mercado de eletricidade diminui com o poder de mercado, uma vez que a concorrência na produção de energia elétrica, bem como a qualidade de serviço e a inovação tecnológica, pode ser dificultada pelo poder de Mercado (Nazemi et al., 2016). Isto significa que o poder de mercado dos participantes pode levar a que ocorra uma diminuição da eficiência do mercado, pelo que as entidades reguladoras devem avaliar o potencial de poder de mercado, assim como aumentar o nível de concorrência e atenuar o poder de Mercado (Spiecker, 2013).

A integração do mercado é uma das formas de as empresas reduzirem significativamente o poder de Mercado, através do aumento da concorrência (Böckers et al., 2013). Bompard et al. (2010) mencionam que deve ser realizada uma avaliação *ex-ante*, ou seja, uma avaliação que permita antecipar o futuro das situações de mercado, consoante a energia e os esquemas reguladores. Depois da avaliação *ex-ante* ser realizada, as entidades reguladoras devem adotar algumas abordagens para atenuar o poder de mercado e maximizar a eficiência do

mercado, as quais podem englobar a abordagem estrutural (mudança da concentração de mercado) e abordagem comportamental (regras e regulamentos) (Wang, et al., 2011).

Segundo Twomey et al. (2005), existem vários métodos para detetar o potencial poder de mercado, sendo eles métodos estruturais, métodos comportamentais e modelos de simulação.

3.3 Métodos que identificam o poder de mercado

Os testes do poder de mercado são relevantes para analisar o poder de mercado das empresas, na medida em que os índices de concentração e outras métricas permitem observar a situação atual e ter perspetivas futuras das empresas (Nawrocki e Carter, 2010). Esta análise não tem tido a devida atenção, uma vez que ainda se utiliza medidas clássicas, algumas delas desatualizadas e distantes da realidade dos mercados atuais. Mais ainda, por vezes a indisponibilidade de dados para efetuar cálculos, é um dos entraves para o cálculo do poder de mercado (Ginevičius e Čirba, 2009).

A seguir serão apresentados os principais índices para calcular o exercício de poder de mercado, com base no que tem emergido da literatura sobre a temática.

3.3.1 Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)

Os índices de concentração são métodos simples para medir a concentração que um fornecedor tem no mercado. Quanto maior for o índice de concentração, maior é a probabilidade dos participantes exercerem poder de mercado. O índice de Herfindahl-Hirschman e a quota de mercado são dos métodos mais utilizados (Twomey et al., 2005). Este método é um método tradicional usado há décadas para medir o poder de mercado. De acordo com Hellmer e Wårell (2009), o Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) indica uma situação de concorrência num determinado mercado, ou seja, traduz a potencialidade para a prática de poder de mercado ou de uma posição dominante. A posição dominante no mercado de uma empresa ocorre quando a mesma possui capacidade económica suficiente para precaver-se da concorrência, de modo a assumir um comportamento independente de todos os agentes do mercado.

Para estimar a posição dominante, a Comissão Europeia e o Departamento de Justiça dos EUA utilizam uma quota de mercado de 50%, baseando-se no HHI como uma avaliação

inicial do nível de competitividade e de uma potencial posição dominante no mercado horizontal. A mesma entidade menciona que existem limites arbitrários aquando da análise do poder de mercado, ou seja, quando o HHI é superior a 2500 considera-se que o mercado é demasiado concentrado (Melnik et al., 2008; Shapiro, 2010).

Todavia, segundo o autor Vassilopoulos (2003) a Comissão Federal de Regulamentação de Energia (FERC), refere se a percentagem da maior quota de mercado exceder 20%, implicará o potencial de exercer o poder de mercado.

Carvalho e Aguiar (2005) afirmam que o HHI representa a relação entre o número de empresas existentes e a distribuição das mesmas no mercado, ou seja, quando os valores do HHI se aproximam de 1 significa que existem poucas empresas na indústria ou que o mercado se encontra distribuído de forma desequilibrada. Por sua vez, quando os valores do HHI se aproximam de 0 significa que existem inúmeras empresas na indústria. Dessa forma, o HHI pode ser calculado pela soma das quotas de mercado ao quadrado de cada empresa concorrente num determinado mercado (Shapiro, 2010).

Na equação 1 é possível observar a fórmula do HHI, onde S_i representa a quota de mercado e n o número total de empresas que operam no mercado. O HHI encontra-se entre 0 e 1, sendo 0 quando existe um mercado em concorrência perfeita, 1 quando existe um mercado de monopólio puro e valores intermédios quando existem situações de oligopólio. Caso as percentagens sejam usadas como números inteiros, o índice pode elevar-se a 10000 (100^2) (Church e Ware, 2000)

$$HHI = \sum_{i=1}^n S_i^2 \quad 0 \leq HHI \leq 10.000 \quad (1)$$

Para além da sua utilidade, este índice deve ser encarado com algumas precauções, das quais se destacam: a utilização como informação complementar e não isolada na determinação do exercício de poder de mercado; o facto de ser um indicador demasiado estático e sensível; nas pequenas empresas e *startups*, onde se verifica mais insensível e enviesado, uma vez que não reflete na quota de mercado das empresas a potencial concorrência (Ginevicius & Cirba, 2007); o facto de não poder ser utilizado em empresas que operem em diversos mercados; quando existem regimes de propriedade cruzada; e na determinação do nível de concorrência real do Mercado (Campos e Vega, 2003).

Alguns dos primeiros estudos do poder de Mercado no mercado de eletricidade, foram baseados na análise da quota de Mercado e do índice de Herfindahl-Hirschman (Twomey et

al., 2005).

Um dos exemplos, Schmalensee e Golub, (1984), utilizaram o índice de Herfindahl no ano de 1978 para medir a estrutura de mercado nos EUA em 170 mercados de produção que fornecem cerca de três quartos da população dos EUA. Mais tarde, foi feito outro estudo sobre a concentração do mercado para o mercado dos EUA referente a dados de 1994, onde também se utilizou o HHI (Cardell et al., 1997).

Em 2010, Asgari e Monsef (2010) além de utilizarem o coeficiente de entropia, também utilizaram o HHI para analisar o potencial poder de mercado no mercado Iraniano de eletricidade. No que se refere ao mercado de eletricidade afirmam que o HHI é uma ferramenta inadequada, dado, que estamos perante um mercado dinâmico onde a procura e a oferta podem mudar rapidamente (Twomey et al., 2005). O mesmo autor, refere que existe pouca evidência empírica no que diz respeito à utilidade do índice de Herfindahl para medir o poder de mercado no mercado de eletricidade. Nomeadamente refere que este indicador ignora alguns fatores importantes para o potencial poder de mercado, como as condições da procura e os incentivos estratégicos. Hellmer e Wårell (2009) também afirmam que qualquer medida de concentração estática não pode, por si só, ser usada para estabelecer o exercício de poder de mercado, ou seja, estes indicadores apenas remetem se existe potencial para exercer poder de mercado.

3.3.2 Coeficiente de Entropia (EC)

O coeficiente de entropia (CE) é uma das medidas para proceder à avaliação da concentração do mercado, semelhante ao HHI (índice de Herfindahl-Hirschman). David e Wen (2001) definem coeficiente de entropia como um índice que indica a quota de mercado ponderada pelo logaritmo do inverso da fração do mercado.

Na fórmula do coeficiente de entropia (Eq. 2) o N representa o número de participantes no mercado e o S_i a participação de cada empresa no mercado (Asgari e Monsef, 2010).

$$\text{Coeficiente de Entropia} = \sum_{i=1}^N S_i \log_2 \left(\frac{1}{S_i} \right) \quad (2)$$

O coeficiente de entropia varia entre 0 e infinito, ao contrário do HHI que é restrito entre [0, 10000]. Quando o CE toma valor igual a zero, significa que está numa situação de

monopólio, ou seja, quanto mais perto de 0, maior é o poder de mercado. Theil (1967) foi o primeiro a utilizar o coeficiente de entropia em estudos empíricos de concentração industrial. Este coeficiente também foi utilizado para medir o poder de mercado no mercado de eletricidade por vários autores, como por Asgari e Monsef (2010) e Sheffrin (2002).

3.3.3 Índice de Abastecimento Residual (RSI)

O Índice de Abastecimento Residual (RSI) pode ser entendido como sendo a oferta total menos a oferta das maiores empresas dividida pela procura total, ou seja, este índice (Eq.3) engloba a situação de procura, a oferta total no mercado e a capacidade das maiores empresas (Sheffrin, 2002). O mesmo autor refere que o RSI mede a percentagem de capacidade de abastecimento excedente no mercado, relativamente à procura numa hora específica, tendo sido concebido pelo Operador de Sistema Independente da Califórnia (CAISO) que estabelece que se o RSI estiver acima de 1 então o mercado é demasiado competitivo.

$$RSI = \frac{Capacidade\ Total - Capacidade\ Relevante\ da\ Empresa\ i}{Procura\ Total} \quad (3)$$

Onde, a Capacidade Total refere-se à capacidade total de oferta regional mais as importações líquidas totais; a Capacidade Relevante da Empresa i é a capacidade da empresa menos as obrigações contratuais da empresa i ; e a Procura Total, é a carga medida mais os serviços auxiliares comprados (Twomey et al., 2005).

De acordo com a Autoridade da Concorrência (2013) o RSI é um indicador que afere a representatividade da capacidade disponível de geração remanescente, após a subtração da capacidade da empresa, face à procura total. Melnik et al. (2008) no seu estudo sugeriram uma medida alternativa de dominância de mercado (RSI) que possuía mais vantagens do que o HHI, tendo concluído que o RSI pode ser utilizado como informação complementar, numa análise da situação da concorrência no mercado.

Na realidade, o RSI é semelhante ao PSI (Índice de Fornecedor Principal), apenas é medido numa escala contínua em vez de uma escala binária (Twomey et al., 2005). Em contrapartida, para Sheffrin (2002) o RSI pode não ser de fácil utilização, uma vez que não representa realmente a situação competitiva no mercado e pelo facto de se basear mais em dados e em modelos exigentes.

3.3.4 Índice de Fornecedor Principal (PSI)

O Índice de Fornecedor Principal (PSI) mede a percentagem das horas em que uma determinada empresa é indispensável no mercado (Autoridade da Concorrência, 2013). Para Ciarreta et al. (2016), o PSI traduz a saída necessária do produtor, de modo a assegurar que o equilíbrio entre a oferta e a procura resulte num poder de mercado significativo, independentemente do tamanho do produtor. Os mesmos autores afirmam que o PSI é utilizado quando a oferta combinada do resto dos produtores é insuficiente para satisfazer a procura, pelo que as empresas podem aumentar os seus preços, sem medo de perder participação no mercado.

Os valores do PSI variam entre 0 e 1, sendo 0 quando a procura do mercado é satisfeita apenas pela produção de outros geradores e 1 quando a procura do mercado não pode ser satisfeita pela produção de outros geradores isolados.

Na equação 4 é possível observar a fórmula do PSI, onde t = tempo; D_t = procura numa área geográfica relevante; C^{Tot} = capacidade total disponível para atender a essa procura para além da capacidade de importação em qualquer interconector; C_t^i = capacidade do gerador em questão.

$$PSI_t^i = I(D_t - C_t^{Tot} + C_t^i) \quad (4)$$

3.3.5 Índice de Lerner

O Índice de Lerner corresponde à relação existente entre a diferença do preço de mercado e o custo marginal de um produtor para o preço de mercado, ou seja, o índice de Lerner é igual ao inverso da elasticidade da curva de procura residual voltada para o produtor (Shukla e Thampy, 2011; Sandsmark e Tennbakk, 2010).

De acordo com a Autoridade da Concorrência (2013), o índice de Lerner pode ser encarado como a relação entre a margem de lucro unitária de cada empresa e o respetivo preço (margem de lucro percentual), a qual é igual ao inverso da elasticidade preço da procura. O índice de Lerner é dado através da seguinte fórmula (Eq. 5), onde p corresponde ao preço de venda do bem / serviço e o C_{mg} , corresponde ao custo marginal de produção da empresa.

$$\text{Lerner} = \frac{P - C_{mg}}{P} \quad (5)$$

O índice de Lerner aumenta, ao mesmo tempo, que a margem de lucro no preço sobre o custo marginal também aumenta. Quanto mais elevado for o índice de Lerner maior é a quota de mercado; menor é a elasticidade do preço de mercado da procura e menor é a elasticidade da oferta dos concorrentes. Segundo Borenstein et al. (1999) o Índice de Lerner é a “medida fundamental do exercício do poder de Mercado”, dado que o nível de produção e a elasticidade da procura são os fatores mais importantes para determinar o poder de Mercado. Apesar de prático e utilizado em estudos de poder de mercado o índice de Lerner apresenta algumas limitações na sua implementação prática, pois a ausência de dados é uma dificuldade para o cálculo dos custos marginais (Genoese & Möst, 2009). Desta forma, Wolak (2000) utilizou um modelo onde não é necessário usar o custo marginal para medir o poder de mercado na Califórnia durante o período de 1998 a 2000. O mesmo método foi utilizado para o mesmo mercado e para o mesmo período, mas mais recentemente, por Prete e Hobbs (2015).

Sabe-se que a razão entre o lucro marginal e o preço é inversamente proporcional à elasticidade da procura (Tirole, 1988). Tirole (1988), utilizou a condição de primeira ordem de um produtor que maximiza o lucro de forma unilateral para provar que o índice de Lerner é igual ao inverso da elasticidade da curva da procura (Eq.6).

$$\frac{P - C_{mg}}{P} = \frac{D(P)}{D'(P)P} \Rightarrow \frac{P - C_{mg}}{P} = \frac{1}{\varepsilon} \quad (6)$$

Onde, $D(P)$ é a curva da procura para o bem produzido; P é o preço; C_{mg} é o custo marginal e por fim a elasticidade é representada por ε .

Desta forma, mostra-se que o poder de Mercado depende da elasticidade da procura. E na verdade, Church e Ware (2000), afirmam que o determinante mais importante do poder de mercado de uma empresa é a elasticidade da procura. A elasticidade diminui conforme a capacidade de mercado aumenta (Kirschen, 2004).

No estudo realizado por Borenstein et al.(1999), em que utilizaram o índice de Lerner para medir o poder de mercado, concluíram que este era exercido nas maiores horas de procura, principalmente na altura do outono e início de inverno, quando a produção de energia elétrica através de fontes hidrelétricas são menores relativamente à procura. Ciarreta et al., (2016) utilizam vários métodos para medir o poder de mercado das empresas com maior participação na produção de energia elétrica no mercado Espanhol após a liberalização do mercado incluindo o Índice de Lerner. Estimaram este índice com base na elasticidade da procura residual. Do período em análise, 2005 a 2013, os autores concluíram, através dos resultados apresentados, que o índice de Lerner calculado para a Iberdola e para a Endesa, apresentam valores muito próximos de zero a partir de 2006.

3.4 Evolução do poder de mercado, nos mercados de energia na Europa

Uma das razões mais comuns usadas para justificar a permanência dos elevados preços da energia elétrica após a liberalização, foi o exercício do poder de mercado. Segundo Helman (2006) existem vários fatores que tornam o poder de mercado mais vulnerável no mercado de eletricidade, como a natureza da energia elétrica, uma vez que há impossibilidade de armazenamento da eletricidade, a baixa elasticidade-preço procura, o equilíbrio entre a oferta e a procura que leva a que os preços de mercado sejam potencialmente voláteis. Outros fatores como os preços dos combustíveis, os participantes no mercado, a utilização das fontes de energia renováveis utilizadas para a geração de energia, também podem influenciar os preços de mercado (Lagarto, et al. 2012).

No que se refere ao mercado grossista, os preços e as quotas de mercado podem mudar numa base horária, uma vez que a estrutura deste mercado é dinâmica (Hellmer e Wårell, 2009). Estudos como o de Newbery e Pollit (1997) para o mercado Britânico, verificam que os elevados preços da energia elétrica após a liberalização foram explicados pelo exercício do poder de mercado. Outros estudos como o de Joskow e Kahn (2001) para o mercado da Califórnia em 2000, verificaram que os preços da energia elétrica registavam um significativo poder de mercado, no mercado grossista.

Ciarreta, et al. (2016), realizaram um estudo para Espanha onde analisam o poder de mercado após a liberalização de mercado através de vários métodos, tais como o índice de Lerner, o

HHI, e o coeficiente de entropia. Os resultados desse estudo evidenciam que as empresas nos últimos anos tiveram uma maior competitividade do que no início da liberalização.

3.4.1 Nord Pool

Após a integração e a liberalização do mercado, o exercício de poder de Mercado no mercado Nórdico tem vindo a diluir-se (Amundsen e Bergman, 2006; Bask et al. 2007). Um aumento dos preços da energia elétrica no mercado nórdico em 2000 e 2001 levou a pensar que os produtores de eletricidade estariam a exercer poder de mercado. Um estudo realizado para esses anos concluiu que o poder de mercado não era uma ameaça para os países nórdicos, uma vez que o aumento dos preços se deveu ao facto de haver uma diminuição da energia hidroelétrica e do aumento dos preços dos combustíveis (Bergman, 2002). No entanto, Vassilopoulos (2003) defende que num período em que os valores dos reservatórios sejam baixos, os valores dos preços da energia vão ser elevados o que pode levar ao exercício de poder de mercado. Segundo o mesmo autor, o Nord Pool está associado a uma grande parcela de energia hidroelétrica na geração de eletricidade, resultado confirmado também pela exposição de dados efetuada sobre fontes de produção de energia elétrica no capítulo anterior.

Vários estudos afirmam assim que quanto maior é a produção de energia elétrica a partir de fontes hidroelétricas, menor será o potencial de exercer poder de mercado. Mas a produção de eletricidade a partir desta fonte depende das condições hidrológicas, que variam de estação para estação e de ano para ano. O mesmo provou Steen (2005), ou seja, a não existência de poder de mercado a longo prazo, para os anos 2001 e 2002 no Sul da Noruega, através do cálculo do índice de Lerner. Contrariamente, Bask et al. (2007) refere que no período em análise, 1996 a 2004, houve uma pequena evidência de poder de mercado, e estatisticamente significativa. A partir de uma análise do índice de Lerner, o autor refere que o poder de mercado nos preços não teve grande impacto.

3.4.2 EEX

Após o processo de liberalização no mercado Alemão, a diminuição do número de empresas geradoras de eletricidade e o aumento dos preços da energia elétrica, levou a que muitos investigadores estudassem o exercício de poder de mercado neste mercado. O primeiro

estudo sobre o exercício do poder de mercado na Alemanha foi realizado por Bower et al. (2001), onde analisaram a concentração do mercado após a criação de quatro empresas dominantes, após a liberalização do mercado, mais especificamente para o ano de 1998. O resultado foi a deteção de um aumento substancial do poder de mercado e de um aumento das margens dos preços da energia elétrica.

Müsgens (2006) fez uma análise dos custos marginais para a produção de energia elétrica para os anos de 2000 a 2003, através de um modelo de programação linear, onde conclui que a partir de setembro de 2001 os custos marginais aumentaram significativamente. Os resultados pareceram indiciar uma forte evidência de poder de mercado.

Um estudo realizado para os anos de 2001, 2004, 2005 e 2006 por Genoese e Möst (2009) para o mercado alemão conclui que em termos estruturais, através do índice de concentração, o poder de mercado existe. Porém, com base no índice de Lerner o exercício de poder de mercado não pode ser confirmado, mesmo apresentando um aumento do poder de mercado nas horas de pico, uma vez que os valores do índice de Lerner não ultrapassaram os 12,5%. Os aumentos dos preços neste estudo foram justificados, pelos autores, pela estimulação de novos investimentos.

Segundo um estudo realizado para os anos 2007-2010 por Graf e Wozabal (2013), com base numa abordagem de variação conjetural, foi detetado que não houve abuso de poder de mercado nos anos em análise. O autor refere que resultados são baseados em médias, o que não exclui a possibilidade de haver poder de mercado em horários únicos. Mais ainda, existe evidência de que no período de 2010 a 2014, a procura da energia elétrica ao longo dos anos tornou-se menos elástica (Bönte et al., 2015).

3.4.3 EPEX- França

Um estudo realizado por Lise et al. (2006) no qual se faz uma análise do exercício de poder de mercado para o ano 2000 através do índice de Lerner para vários países da Europa, nomeadamente França, Dinamarca, Finlândia, Alemanha, Países Baixos, Noruega e Suécia, conclui que a França era o país com maior capacidade de exercer poder de mercado. Os autores referem que uma possível razão é o facto de a França ser o maior mercado de energia elétrica na Europa, tendo uma capacidade de geração de energia elétrica em 2000 de cerca de 35%.

Na realidade, o mercado de eletricidade na França é altamente concentrado, considerando que a Electricité de France (EDF) é o maior produtor de energia elétrica da Europa, dominando o mercado interno. Uma investigação realizada à maior produtora de energia elétrica em França pelo regulador francês em 2010, na qual investigaram as margens de preço, ou seja, a diferença entre os custos marginais de produção e os preços à vista, detetou que não houve abuso de poder de mercado (Böckers et al., 2013). O mesmo foi provado por Pham (2015) para o período de 2009 a 2012 em que os resultados mostram que em média, nenhum poder de mercado foi exercido. Apesar de o poder de mercado ser estatisticamente significativo em várias horas de carga máxima, o autor evidencia que ele apresentou valores muito baixos. Este produtor não tem incentivos para exercer o seu poder de mercado, porque os possíveis ganhos poderiam levar à quebra do monopólio pelas autoridades da concorrência. O facto de os países terem cada vez mais interligações e os preços no mercado à vista serem rigorosamente regulamentados, também contribui para a ausência do exercício de poder de mercado em França (Pham, 2015).

4. Dados e Metodologia

4.1 Dados

A recolha de dados é referente ao mercado MIBEL²⁷, Nord Pool²⁸, EPEX²⁹, EEX³⁰ e EXAA³¹, sendo que estes dados estão disponibilizados na plataforma *online* de cada um destes mercados. No início do estudo desta dissertação o objetivo seria efetuar uma análise a um maior número de mercados, mas a falta de disponibilidade de dados acessíveis livremente, levou à seleção de apenas estes mercados.

Recolheram-se os preços spot no mercado diário de eletricidade para o mercado grossista a partir de 01 de janeiro de 2013 até 31 de dezembro de 2016. Os dados recolhidos são de base horária, isto é, o preço e o volume transacionado de hora em hora para as 24 horas de cada dia, para os 365 dias de cada ano para cada mercado (365 x 24). A recolha de dados apenas para este período deve-se ao facto de ser um período comum de dados disponíveis a todos os mercados que serão analisados.

Como mencionado no capítulo 2, o Nord Pool é constituído pelos países Noruega, Finlândia, Suécia, Dinamarca, Estónia e Lituânia. Destes países optou-se por não se incluir na análise os dados da Letónia, uma vez que esta entrou no mercado Nord Pool apenas em junho de 2013, e desta forma, não apresentava dados para os meses anteriores.

Relativamente ao tratamento prévio de dados, para os países que estavam subdivididos por regiões, nomeadamente a Noruega, Suécia e Dinamarca, ao serem recolhidos os dados de preços fez-se a média de preços das regiões para cada país. Relativamente ao volume transacionado fez-se a soma.

²⁷<http://www.omip.pt/Downloads/tabid/104/language/pt-PT/Default.aspx>, acedido em 6 de janeiro de 2017.

²⁸<http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/#/nordic/table>, acedido em 20 de dezembro de 2016.

²⁹<https://www.epexspot.com/en/market-data>, acedido em 23 de dezembro de 2016.

³⁰<https://www.epexspot.com/en/market-data>, acedido em 23 de dezembro de 2016.

³¹<https://www.eex.com/en/market-data/power/spot-market/auction#!/2013/01/01>, acedido em 17 de janeiro de 2017.

O mercado EPEX inclui Alemanha, França, Áustria, Suíça e Luxemburgo, e neste grupo recolheram-se os dados de todos os países exceto os do Luxemburgo, uma vez que não há disponibilidade dos mesmos. Os dados da Alemanha e da Áustria no site da EPEX apenas se encontram através do índice Phelix DE/AT³². Para recolher os dados dos dois países separadamente, recorreu-se ao *site* EXAA, onde são disponibilizados os preços e o volume de energia elétrica transacionada no mercado diário da Áustria. O preço de mercado da Alemanha calculou-se através da equação (7). Para o cálculo do volume de produção fez-se o mesmo procedimento, utilizando o volume.

$$(Preço Phelix DE/AT) * 2 - Preço da Áustria \quad (7)$$

No que se refere à recolha de dados do MIBEL, recolheu-se os dados de Portugal e Espanha, separadamente. Quando há capacidade de transmissão suficiente entre os dois mercados, os preços apresentados são os mesmos, desta forma, há acoplamento de mercado. Caso não se verifique, os mercados dividem-se e cada país negocia a um preço diferente. Desta forma, recolheu-se os dados de mercado de energia elétrica de Portugal independentemente dos dados de mercado de eletricidade de Espanha.

Também se procedeu à recolha de dados da quota anual de mercado do maior produtor de energia elétrica de cada país, para ver a evolução da concentração de mercado. A recolha destes dados foi feita para o período de 2000 a 2015, através do *site* Pordata³³.

4.2 Metodologia

A metodologia consiste numa análise comparativa em termos de preços da eletricidade do mercado diário grossista, com o poder de mercado, que é medido a partir do índice de Lerner, em cada país de cada mercado, usando o *software* estatístico Excel 2016.

No decurso da análise, o valor de produção é apresentado em MWh, e os preços são apresentados em euros, ou seja €/MWh. A escolha destas unidades para a análise comparativa entre mercados é uma questão de comodidade.

³² O preço médio das horas do mercado da Alemanha/Áustria.

³³<https://www.pordata.pt/Europa/Quota+de+mercado+do+maior+produtor+de+electricidade+em+percentagem+da+produ%C3%A7%C3%A3o+total-1365>.

Os indicadores utilizados neste estudo, são:

- 1) O preço médio trimestral para cada ano, construídos a partir da média dos preços horários de cada 24 horas por 365/366 dias, referente ao período de 1 de janeiro de 2013 até 31 de dezembro de 2016. Para o cálculo deste indicador utilizou-se a função média do Excel 2016.
- 2) O volume de produção médio trimestral, utilizando o mesmo método do preço médio trimestral, referido anteriormente.
- 3) Índice de Lerner - De todos os métodos analisados no capítulo 3, para medir o poder de mercado, recorre-se ao índice de Lerner, uma vez que este índice é calculado a partir dos preços (P) e dos custos marginais (Cmg), e o estudo desta dissertação recai sobre a influência que o poder de mercado tem nos preços.

No cálculo do indicador 1, quando há uma mudança de horário de Inverno para Verão, no último domingo de março, das 2:00h para as 3:00 horas da manhã, assume-se que o valor do volume transacionado e do preço será igual a zero. Colocou-se a hipótese de não assumir aquela hora, quando se estava a calcular a média de preços trimestral, recorrendo à função média.se, usando o critério maior que zero. Mas como em alguns países, como no caso de Portugal e Espanha, estes apresentam preços iguais a zero, optou-se por não retirar essa hora a mais e assumir o valor zero para todos os países.

Para a realização do cálculo do índice de Lerner (equação 8), é necessário saber os custos marginais (Cmg) de produção, o que neste caso não foi possível, uma vez que os dados não estão disponíveis de forma livre. Mas, pelo analisado no capítulo anterior, sabe-se que o índice de Lerner pode ser calculado sem calcular o custo marginal, seguindo a abordagem de Wolak (2000). Como pode ser estimado através da elasticidade da procura residual, como foi explicado no capítulo da revisão de literatura, a fórmula do índice de Lerner com base na elasticidade da procura residual (ε) utilizada foi a descrita pela equação (8).

$$\text{Índice de Lerner} = \frac{P(Q) - Cmg}{P(Q)} = \frac{1}{\varepsilon} \quad (8)$$

Uma vez que o cálculo do índice de Lerner é com base na elasticidade da procura residual, e esta é calculada pela razão das variações de quantidade e de preços, começa-se por explicar como se vai proceder ao cálculo das variações de volume e de preços.

- Primeiro calcula-se a variação do volume de energia transacionado (ΔVT), equação (9), para cada intervalo de tempo (t) para as 24 horas de cada dia, de cada ano e de cada mercado, através da seguinte fórmula:

$$\Delta VT_{[t]} = \frac{VT_{[t]} - VT_{[t-t_1]}}{VT_{[t-t_1]}} \quad (9)$$

- Depois, a variação de preços por hora (Eq.10), calculou-se a partir dos preços (P) para cada hora (t) das 24 horas do dia, para 365 dias do ano. Para efetuar este cálculo utilizou-se a seguinte fórmula:

$$\Delta P_{[t]} = \frac{P_{[t]} - P_{[t-t_1]}}{P_{[t-t_1]}} \quad (10)$$

- Por último, para o cálculo da elasticidade (ε), equação 11, procedeu-se ao cálculo da razão entre o volume de energia transacionado e os preços para as 24 horas de cada dia e os 365 dias do ano. Neste indicador utilizou-se o módulo, uma vez que alguns valores da produção são negativos, isto acontece devido à produção ser maior do que a necessidade de consumo³⁴. Para calcular a elasticidade, utilizou-se a fórmula que se apresenta a seguir.

$$\varepsilon = \frac{\Delta VT_{[t]}}{\Delta P_{[t]}} \quad (11)$$

³⁴ Quando a variação de preço é igual a 0, implica que a elasticidade seja igual a “DIV/0!”, (nenhum número é divisível por Zero). Estes valores que dão erro são substituídos por zero, no cálculo do índice de Lerner. Quando a variação de produção é igual a 0 e a elasticidade igual a 0, no cálculo de índice de Lerner (1/elasticidade) vai dar “DIV/0!”. Visto que alguns cálculos dão “Div/0!”, aplicou-se o critério do Excel " se. erro", para substituir por zero, para entrar na média.

5. Análise de Dados

Neste capítulo iremos tentar perceber, de entre os mercados em estudo, qual apresenta maior exercício de poder de mercado, e até que ponto o poder de mercado influencia os preços da energia elétrica. Começamos por realizar uma análise da concentração de mercado, através de dados da quota do maior produtor de energia elétrica para os anos de 2000 a 2015 (dada a disponibilidade de dados). Posteriormente, realizou-se uma análise individual a cada mercado em estudo, analisando a evolução de energia transacionada e dos preços no intervalo de 2013 a 2016.

Por último, é feita uma análise ao índice de Lerner, em cada mercado, identificando assim em que mercado há um maior exercício de poder de mercado. Fez-se uma análise trimestral, dado que o preço médio varia ao longo do ano devido a alterações na procura de eletricidade e da sazonalidade.

5.1 Concentração do mercado

Através da análise da tabela 2, consegue-se visualizar a evolução da concentração de mercado em todos os países em estudo, através da quota do maior produtor em cada país. Todos os dados apresentados na tabela 2, referem-se à eletricidade produzida em todos os tipos de centrais energéticas.

Como se pode visualizar (ver tabela 2) entre o período de 2000 a 2015 verifica-se que, na maioria dos países, a quota de mercado do maior produtor de energia elétrica tem vindo a diminuir ao longo dos anos. Contudo, alguns países ainda apresentam um índice de concentração elevado, como no caso da França e da Estónia.

No caso do mercado Português e Espanhol, a quota de mercado do maior produtor, começou a diminuir após o funcionamento do mercado MIBEL em 2007 (CMVM et al. 2009). No caso de Espanha, que entre 2000 e 2006 registou valores em cerca de 31 a 42,4%, e após o funcionamento do MIBEL, esta registou uma diminuição para cerca de 24,5%. No mercado MIBEL, a quota de mercado do maior produtor é registada em Portugal. A concentração de mercado de Portugal tenderá a diminuir, uma vez que a utilização das energias renováveis

para a produção de eletricidade tem tendência em aumentar o que permite a entrada de novos concorrentes e uma maior competitividade no mercado (CMVM et al., 2009)

Tabela 2 - Quota de mercado do maior produtor de energia elétrica em percentagem da produção total

	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2011	2012	2013	2014	2015
MIBEL											
Portugal	58,5	61,5	55,8	54,5	48,5	47,2	44,9	37,2	43,9	46,5	42,5
Espanha	42,4	41,2	36	31	22,2	24	23,5	23,8	22	23,8	24,5
Nord Pool											
Noruega	30,6	30,7	31,2	30,9	27,4	29,8	33,6	28,6	31,2	30,5	28
Finlândia	23,3	24	26	26	24	26,6	25,6	25,2	25,3	25,2	25,9
Dinamarca	36	32	36	54	56	46	42	37	41	36,6	33
Suécia	49,5	49	47	45	45,2	42	41	44	44,8	42,9	40,6
Estónia	91	91	93	91	96,5	89	87	88	87	84,8	79,8
Lituânia	72,8	80,2	78,6	69,7	71,5	35,4	24,9	30,4	24,4	20,6	22,7
EPEX											
França	90,2	90	90,2	88,7	87,3	86,5	86	86	83,8	86,8	85,7
EEX											
Alemanha	34	28	28,4	31	30	28,4	:	:	32	32	32
EXAA											
Áustria	32,6	:	:	:	:	:	55,3	56,6	55,5	:	:

Fontes de Dados: Elaboração própria com base nos dados do Pordata³⁵.

No mercado Nord Pool, a Estónia e a Suécia, atualmente, são os países onde a quota do maior produtor de energia elétrica apresenta valores mais elevados, sendo que a Estónia apresenta quase o dobro da quota de mercado da Suécia. A Estónia apresenta uma diminuição da quota de mercado do maior produtor a partir do ano 2010, uma vez que nesse mesmo ano entrou para o mercado Nord Pool.

No mercado EPEX, o mercado Francês, é o que regista uma maior concentração de mercado, uma vez que a empresa dominante, a EDF, controla quase todo o mercado interno. Relativamente à Suíça, os dados sobre a quota do maior produtor não estão disponíveis no Pordata³⁵, daí não se ter realizado uma análise.

³⁵<https://www.pordata.pt/Europa/Quota+de+mercado+do+maior+produtor+de+electricidade+em+percentagem+da+produ%C3%A7%C3%A3o+total-1365>, acedido em 12 de julho de 2017.

A Alemanha em 2013, 2014 e 2015 regista uma maior quota do maior produtor comparativamente aos anos anteriores. Para os anos 2011 e 2012 os dados não são disponibilizados.

Relativamente ao mercado EXAA, no mercado Austríaco o maior produtor apresenta uma quota de mercado de cerca de 32,6%, para o ano 2000. Para os anos 2011, 2012 e 2013, o maior produtor detinha mais de metade da produção de eletricidade. Para os restantes anos não se consegue obter nenhuma conclusão, uma vez que os valores são confidenciais. Segundo o Pordata³⁵, as quotas de mercado dos produtores de eletricidade individuais não são disponibilizadas.

Em suma, de todos os mercados apresentados na tabela 2, a França e a Estónia são os países que apresentam maior concentração de mercado, sendo a Espanha aquela que apresenta uma menor quota de mercado, ou seja, um índice de concentração do maior produtor menor.

Segundo os critérios da Comissão Europeia e o Departamento de Justiça dos EUA, apenas França e Áustria, têm uma posição dominante, uma vez que a quota de mercado é superior a 50%, relativamente ao período em análise deste estudo.

5.2 *Análise do volume transacionado no mercado spot*

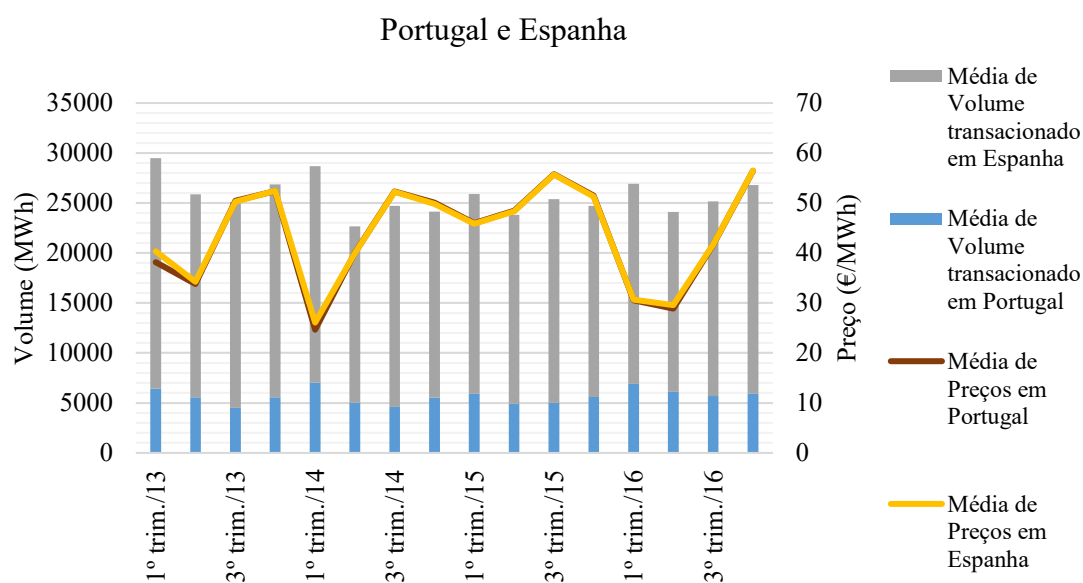
Neste subcapítulo será realizada uma análise comparativa entre os valores de volume do mercado diário de todos os mercados em estudo para o período de 2013 a 2016. A análise comparativa será efetuada relativamente às quantidades trimestrais de energia transacionada, e de preços em todos os mercados em estudo, visando detetar eventuais discrepâncias ou semelhanças entre os resultados de cada mercado em análise. Relativamente aos preços, será realizada uma análise mais detalhada, posteriormente.

5.2.1 MIBEL

Analisando o mercado Português e Espanhol que operam no Mercado MIBEL, Portugal apresenta um menor volume de energia transacionada, pois em termos de dimensão a Espanha apresenta um sistema elétrico maior. No gráfico 11 conseguimos visualizar a evolução do volume transacionado em cada um dos países bem como a média de preços praticados de forma individual.

Constata-se que em termos gerais, a média do volume de energia transacionada é mais elevada no primeiro trimestre de 2013 a 2016, para ambos os países. Uma possível causa, deve-se ao facto de as temperaturas registarem valores mais baixos neste período o que fez com que houvesse um maior consumo de eletricidade. No segundo trimestre a temperatura é mais amena, o que pode justificar a diminuição de volume de energia elétrica transacionada para Portugal. No primeiro trimestre de 2015 em Portugal, verifica-se uma diminuição do volume transacionado de eletricidade no mercado diário, comparativamente ao 1º trimestre dos outros anos, uma vez que nesse mesmo ano houve uma diminuição de produção de energia hídrica devido a ser um ano bastante seco (visualizar no gráfico 3 do capítulo análise de mercados de eletricidade).

Gráfico 11 - Média de Preços e média de volume de energia transacionado no mercado diário do MIBEL, por trimestre de 2013 a 2016.



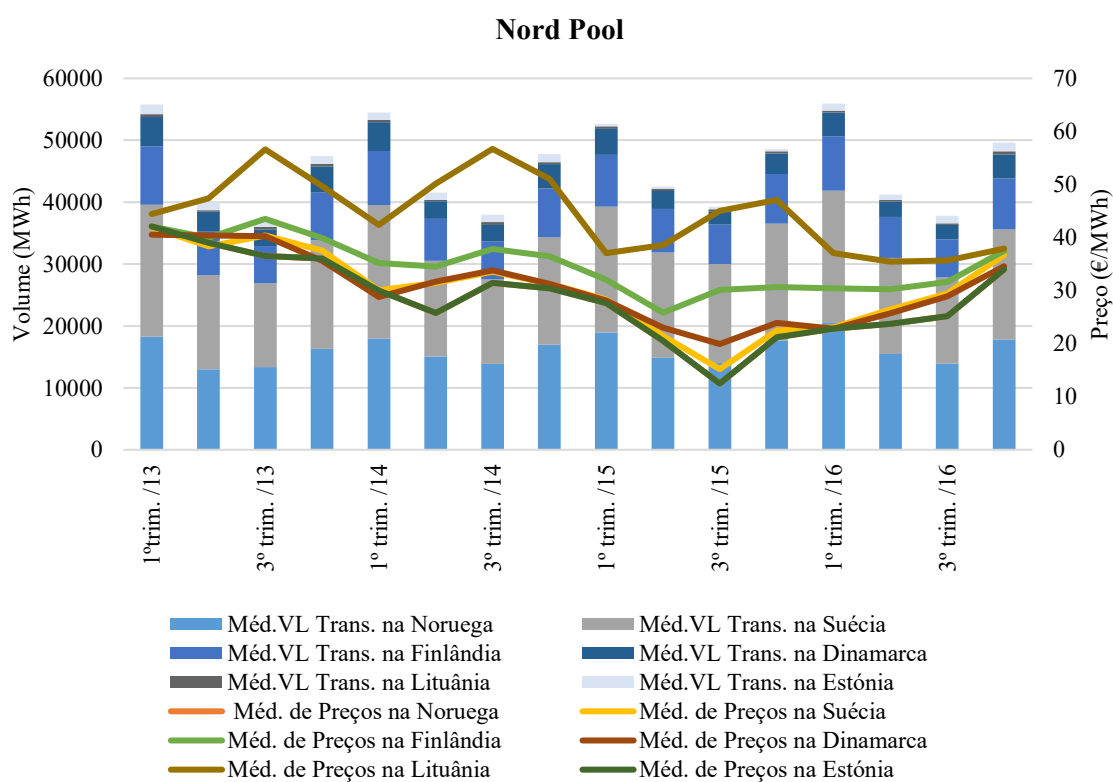
Fonte: Elaboração própria.

Relativamente à média de preços, verifica-se que os preços praticados no MIBEL, no mercado diário, são semelhantes entre Portugal e Espanha.

5.2.2 NordPool

Dos países que constituem o Nord Pool, analisaram-se todos exceto a Letónia, uma vez que só entrou para o mercado em 2013, como já foi referido anteriormente. Todos os países que operam no mercado Nord Pool apresentam um volume de energia transacionado desigual (ver gráfico 12), como era de esperar, pois as dimensões dos sistemas elétricos de cada país são diferentes.

Gráfico 12 - Média de Preços e Média de volume de energia transacionado (Méd. VL Trans.) no mercado diário do Nord Pool, por trimestre de 2013 a 2016.



Fonte: Elaboração própria

Numa análise de 2013 a 2016, verificamos que a Suécia e a Noruega são os países que apresentam um maior volume de energia transacionada (para ver dados mais concretos do volume ver no anexo a Tabela 10). Já os países Bálticos, Estónia e Lituânia apresentam um menor volume de energia transacionada. Noruega e Estónia apresentam uma estrutura de preços mais semelhante, apresentando preços mais baixos no terceiro trimestre de 2015.

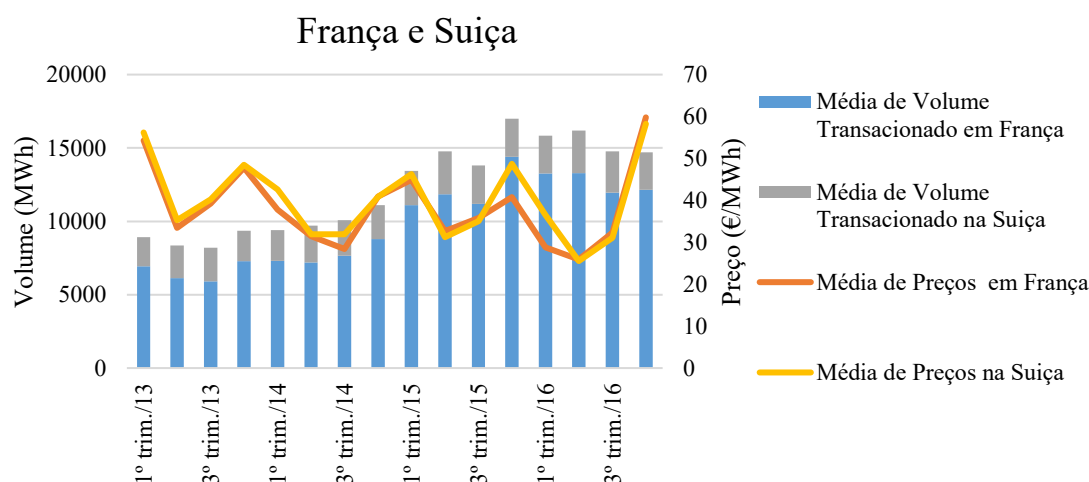
De todos os países analisados nesta dissertação no mercado Nord Pool, a Dinamarca foi o único país a apresentar preços negativos (ver no anexo a Tabela 23). Isto acontece quando a oferta é maior que a procura (Martinho, 2015). Estes valores negativos verificam-se durante o período noturno, uma vez que a procura é mais baixa durante a noite (ver no anexo a Tabela 14). Segundo Martinho (2015) os produtores de energia preferem pagar para manter a produção de energia elétrica, uma vez que a paragem e arranque da produção teriam custos maiores, por exemplos nas centrais térmicas. As fontes de energia mais utilizadas na Dinamarca são a energia térmica e hídrica (ver gráfico 5 do capítulo 2).

5.2.3 EPEX- França e Suíça

Como já foi referido anteriormente, o Mercado EPEX é constituído por França, Suíça, Alemanha e Áustria. Uma vez que o EPEX integra o EEX e EXAA que corresponde à Alemanha e à Áustria, respetivamente, faz-se uma análise separada destes mercados. Uma análise para França e Suíça pelo mercado EPEX, e outra para a Alemanha e Áustria a partir do EEX e EXXA.

Em termos de volume de energia transacionado no mercado diário, França apresenta um volume transacionado superior ao mercado da Suíça (gráfico 13).

Gráfico 13 - Média de preços e de volume de energia transacionado no mercado diário do EPEX, por trimestre de 2013 a 2016.



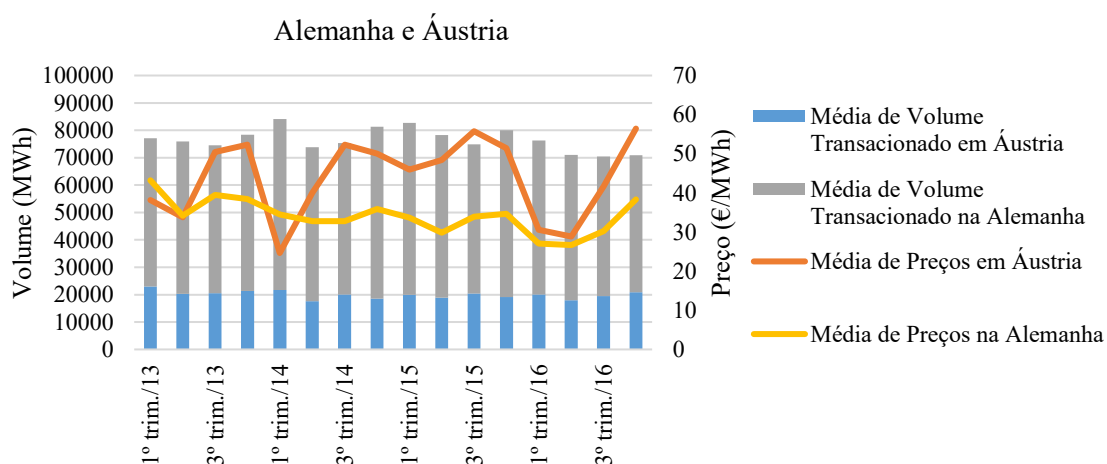
Fonte: Elaboração própria.

Como se pode visualizar no gráfico 13, o volume de energia elétrica transacionado no mercado diário em França tem vindo a aumentar, especialmente a partir do ano de 2014. A média do volume de energia transacionado de 2013 a 2014 era aproximadamente de 715 MWh, passando para uma média de 2399 MWh entre 2015 e 2016. Relativamente aos preços, de uma forma breve, verifica-se que a média de preços da energia elétrica no mercado Suíço são ligeiramente mais elevados do que no mercado Francês. Tanto para a França como para a Suíça, os preços da energia elétrica são mais elevados no primeiro e quarto trimestre de todos os anos, praticando-se preços mais reduzidos no segundo e terceiro trimestre.

5.2.4 EEX e EXAA

O mercado Alemão apresenta quase o triplo da média de volume de energia transacionada relativamente ao mercado Austríaco, como se pode visualizar no gráfico 14.

Gráfico 14 - Média de preços e de volume de energia transacionado no mercado diário do EEX (Alemanha) e EXAA (Áustria) por trimestre de 2013 a 2016.



Fonte: Elaboração própria.

No mercado EEX, que se refere ao mercado da Alemanha, a média total do volume de energia transacionado entre 2013 e 2016 ronda os 56564 MWh, sendo este o maior volume registado no primeiro trimestre de todos os períodos em análise.

A média de preços da energia elétrica praticados no mercado Alemão não apresenta grandes oscilações comparativamente ao mercado da Áustria, rondando em média os 34,10 €/MWh.

Como a energia elétrica na Áustria é maioritariamente produzida com origem em fontes hidroelétricas, os preços apresentam uma maior variabilidade.

Numa análise às médias de preços diários, verifica-se que em determinados horários, a Alemanha apresenta preços da energia elétrica negativos, este facto ocorre quando a produção de energia através de fontes renováveis atinge um pico elevado, o que faz com que os preços no mercado de compra baixem para valores negativos (Fanone et al., 2013). Os anos de 2013 e 2014 são os anos que apresentam mais valores negativos, mais propriamente no primeiro trimestre (ver no anexo a Tabela 38).

5.3 Análise de Preços e do Índice de Lerner

Neste último subcapítulo será realizada uma análise mais pormenorizada aos preços da energia elétrica no mercado diário, bem como uma análise ao índice de Lerner de cada mercado. Simultaneamente, neste ponto identificamos os mercados que praticam preços mais elevados e mais baixos.

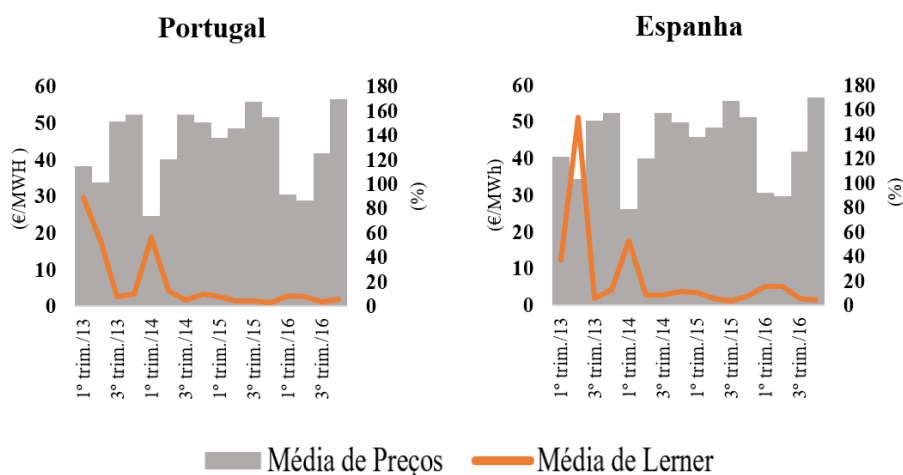
5.3.1 MIBEL

Numa análise trimestral à média de preços praticados de 2013 a 2016, nos mercados que operam no MIBEL, pode-se dizer que, em quase todo o período estes praticam preços semelhantes. Apenas no 1º e 2º trimestre de 2013 verifica-se uma maior diferença de média de preços entre Portugal e Espanha. O facto de nesse ano os preços atingirem valores iguais a zero (ver no anexo a Tabela 9) em cerca de 443 horas para Portugal e 428 horas para Espanha, poderá ter provocado uma média de preços em Portugal mais baixa do que a média de preços em Espanha. No 3º e 4º trimestre deste período a média de preços sofreu um aumento de quase 16 euros (ver gráfico 15).

O aumento da média de preços neste período é justificado pela diminuição de geração elétrica a partir de energia eólica, e da interrupção da central nuclear, o que levou à utilização de outras fontes de geração de eletricidade mais caras. Em agosto e setembro de 2014, o clima bastante quente neste período levou a um aumento da procura da energia elétrica proporcionando assim uma tendência para preços mais elevados (European Commission-DGE, 2014).

A média de preços mais baixa dos períodos em estudo verifica-se no ano de 2014 no 1º trimestre, para ambos os países, sendo que em Portugal, ronda os 24,64 euros por MWh, e para Espanha os 26,08 euros por MWh. Neste trimestre verifica-se que os preços atingiram valores iguais a zero em 195 horas para Portugal e em 177 horas para Espanha, o que poderá ter provocado uma média de preços em Portugal inferior à de Espanha.

Gráfico 15 - Média de preços e do Índice de Lerner no MIBEL



Fonte: Elaboração própria.

A média de preços mais elevada no mercado MIBEL, foi atingida em 2015, tanto para Portugal como para Espanha, e uma possível justificação para este acontecimento é o facto de a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis ter sido reduzida em 2015, devido a ser um ano bastante seco (European Commission-DGE, 2016). Isto conduziu a um maior uso de centrais de gás o que faz com que os custos de produção sejam mais elevados ao recorrer a esta fonte, o que implica um aumento do preço no mercado MIBEL (European Commission-DGE, 2016).

No primeiro trimestre de 2016, o preço médio de Espanha e de Portugal diminuiu para aproximadamente 30 euros, tendo-se registado os preços mais baixos desde o 1º trimestre de 2014. Esta diminuição de preços, segundo a European Commission-DGE (2016), deveu-se sobretudo ao clima chuvoso neste período que permitiu um aumento na geração de energia hidroelétrica. Também no primeiro trimestre de 2016, os preços dos combustíveis atingiram valores mínimos o que proporcionou uma diminuição dos custos da geração da energia elétrica.

Através da análise ao Índice de Lerner, constata-se que o poder de mercado tem vindo a diminuir no período em estudo. Ao olharmos para os valores presentes no gráfico 15, através da análise do índice de Lerner, verifica-se que os valores mais elevados da média do índice de Lerner para Portugal foram registados no 1º e 2º trimestre de 2013 e no 1º trimestre de 2014 registando valores de 88,46%, 53,36% e de 56,17%, respetivamente. Tal como para Portugal, Espanha apresenta uma média superior do índice de Lerner para os mesmos períodos: 1º e 2º trimestre de 2013 e 1º trimestre de 2014 registando apenas valores diferentes tais como 37,10%, 153,64% e 52,64%, respetivamente.

Estes valores mais elevados do índice de Lerner nestes períodos podem ser justificados pelo aumento da geração de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis em 2013 e 2014 (ver gráfico 3 no capítulo 2), como por exemplo, os recursos hídricos que apresentam um custo marginal baixo. Pela análise do índice de Lerner não há dúvidas que neste período houve exercício de poder de mercado, pois os preços praticados estão muito acima dos custos marginais. Nos restantes períodos, a média do índice de Lerner regista valores bastantes baixos tanto para Portugal como para Espanha, não ultrapassando os 16%.

5.3.2 Nord Pool

No Nord Pool, a Lituânia é o país que apresenta uma média de preços mais elevada durante todo o período de análise, registando o valor mais elevado para o 3º trimestre de 2014 com o valor de 56,70€.

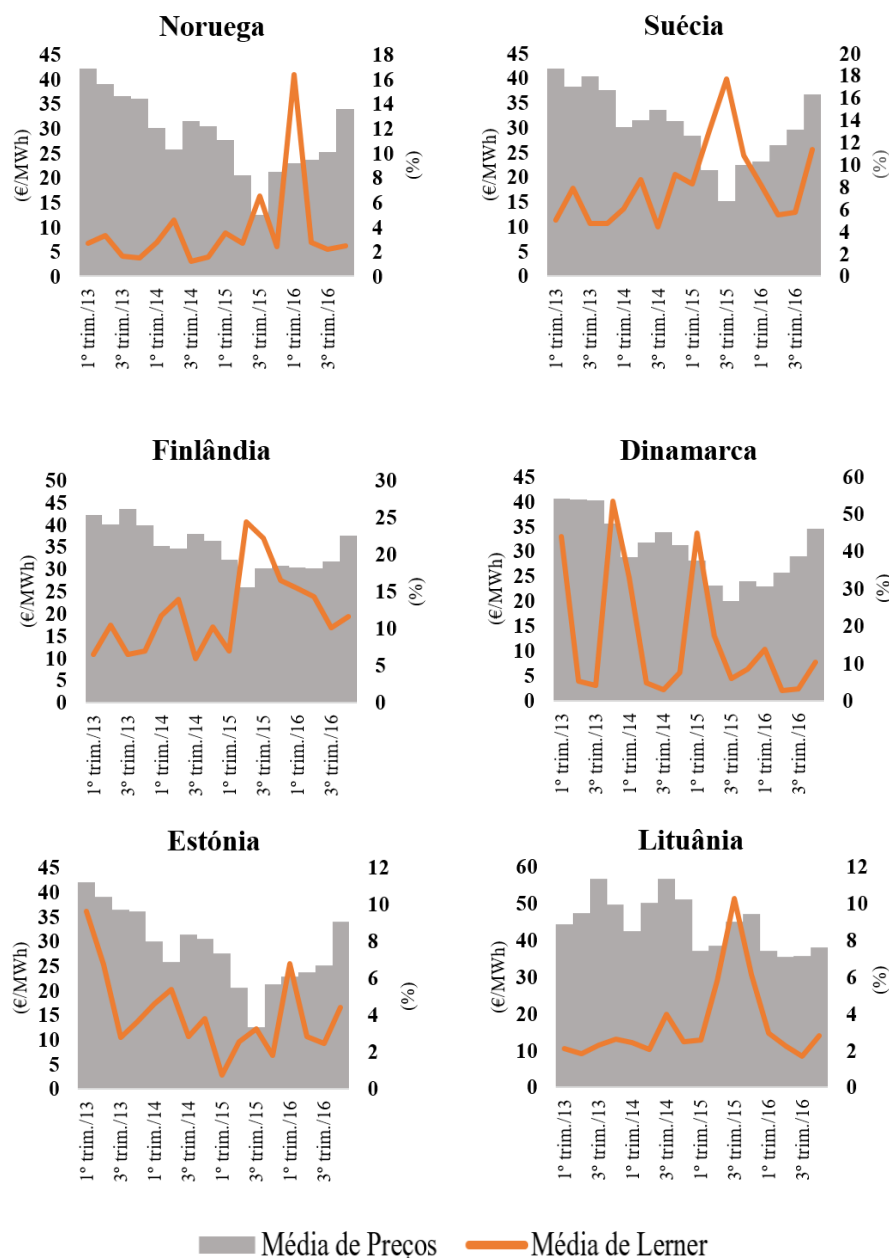
Ao longo do período de análise os preços na Lituânia têm vindo a diminuir (ver gráfico 16), sendo que no 2º trimestre de 2016, registou a média de preços mais baixa, em 35,45 euros. A Noruega e a Estónia são os países que apresentam a média de preços mais baixa, apresentando preços a rondar os 12,48€/MWh para o 3º trimestre de 2015.

O aumento dos níveis de hidraulicidade na região nórdica no período de 2015 pode ter levado à prática de preços mais baixos na Finlândia e na Lituânia, o nível médio de preços foi maior, devido ao acesso limitado de importação de fontes baratas.

No Nord Pool, a Dinamarca é o país que regista uma média mais elevada do índice de Lerner. Apresenta valores mais elevados no ano de 2013 onde no 1º e 4º trimestre se registam valores de 43,92 % e 53,49% respetivamente, e nos anos 2014 e 2015 no 1º trimestre com valores de 32,82% e 44,83%. De facto, neste período há um registo de preços negativos, o que significa que há uma oferta abundante de fontes renováveis, o que poderá ter provocado um

aumento da média do índice de Lerner para este período. Como foi referido anteriormente o uso de fontes de energia renováveis para a produção de eletricidade apresentam custos de produção mais reduzidos do que as fontes convencionais.

Gráfico 16 - Média de Preços e do Índice de Lerner no Nord Pool



Fonte: Elaboração própria.

Nos restantes períodos a Dinamarca apresenta uma média baixa do índice de Lerner, não ultrapassando os 18%. O segundo mercado a registar valores mais elevados da média do índice de Lerner é a Finlândia, tendo valores de 24% e 22% para os anos de 2015 no 1º e 2º

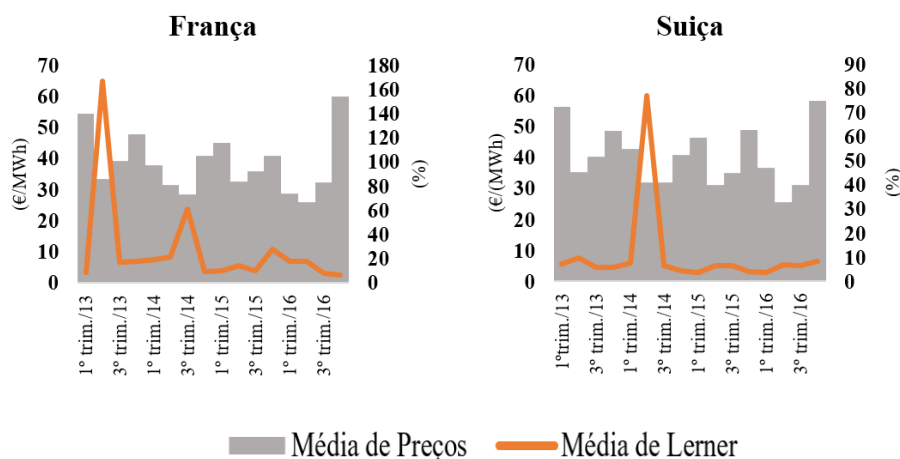
trimestre, respetivamente. Sendo que nos restantes anos a Finlândia não regista valores de média de Lerner acima de 16%. Os restantes países que constituem o Nord Pool, Noruega, Suécia, Lituânia e Estónia, não apresentam valores do índice de Lerner acima dos 17,5%.

5.3.3 EPEX

Uma combinação, do aumento de energia hidroelétrica, uma abundância de energia nuclear e um clima suave em França, poderá ter proporcionado uma queda de preços entre o 4º trimestre de 2013 e o 3º trimestre de 2014, atingindo uma média de preços de 28,39 €/MWh (European Commission-DGE, 2014).

Do período em análise, a média de preços da energia elétrica atingiu valores mais elevados, no 4º trimestre de 2016 (ver gráfico 17), uma vez que mais de 70% da produção de eletricidade em França deriva de centrais nucleares. Neste mesmo período, o encerramento de um terço das centrais levou a que este país recorresse aos países vizinhos para o fornecimento de energia. O mesmo aconteceu para a Suíça.

Gráfico 17 - Média de preços e do Índice de Lerner no EPEX



Fonte: Elaboração própria.

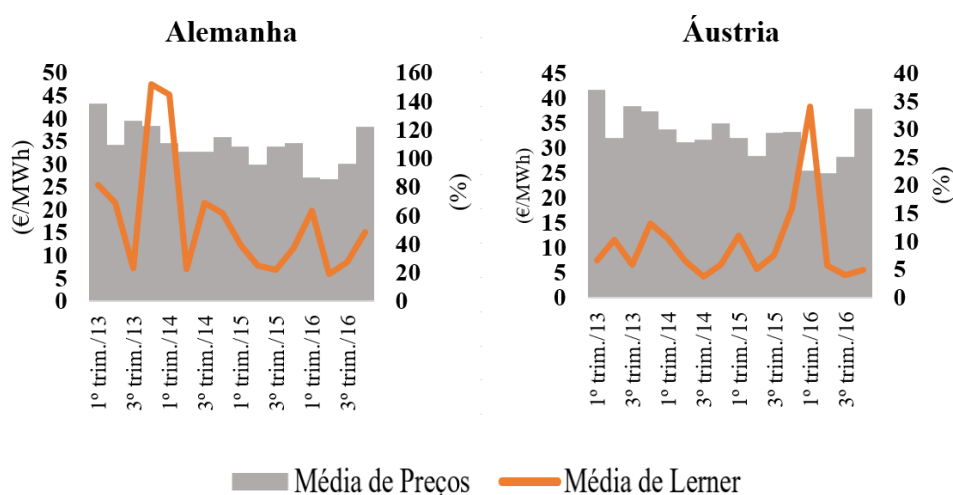
No mercado EPEX, a Suíça apresenta o valor mais elevado da média do índice de Lerner em cerca de 77,16% para o 2º trimestre de 2014. Nos restantes períodos de estudo a média do índice de Lerner não ultrapassou os 10%. No 2º trimestre de 2013, a média do valor do índice de Lerner em França ultrapassou o intervalo de [0;1], registando um valor de 166,4%. Em contrapartida os preços registados nesse período tomaram valores mais baixos, relativamente a 2013. Também se registou valores mais elevados da média do índice de Lerner para o 2º e

3º trimestre de 2014 com valores a rondar os 21% e os 61%, respetivamente. Como já foi referido anteriormente, neste período também se verificou uma queda de preços. Nos restantes períodos a média de Lerner não ultrapassa os 18%.

Em suma, pode-se dizer que o exercício de poder de mercado é mais elevado nos períodos em que a média de preços é menor. As reduções de preços nestes períodos são justificadas pelo aumento da energia hidroelétrica, pela European Commission (2016), que por sua vez apresenta um custo de produção mais reduzido, relativamente às outras fontes de energia.

A Áustria apresenta uma média de preços mais elevada em quase todos os períodos em estudo, comparativamente com a Alemanha (ver gráfico 18). Do período em análise a Áustria regista uma média de preços elevada no 3º trimestre de 2015.

Gráfico 18 - Média de Preços e do Índice de Lerner no mercado EEX (Alemanha) e EXAA (Áustria)



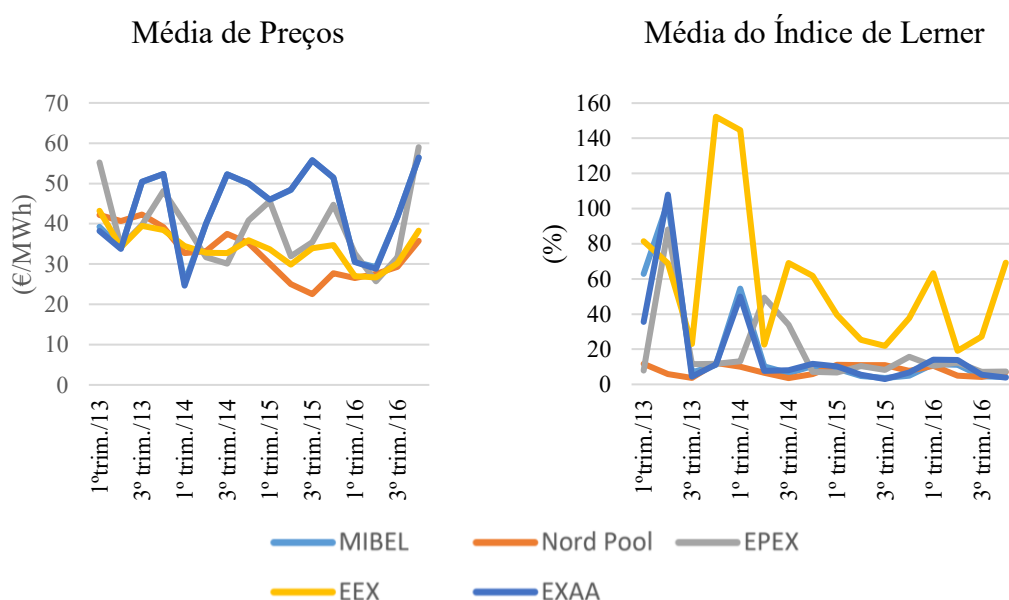
Fonte: Elaboração própria.

Segundo os relatórios da Comissão Europeia, no verão de 2015 os níveis hídricos diminuíram drasticamente o que contribuiu para o aumento dos preços nesse mesmo período. A partir do 4º trimestre de 2015 a média de preços começou a diminuir, onde em fevereiro de 2016 os preços caíram para mínimos de doze anos tendo continuado a diminuir em março de 2016 (European Commission 2016). Daí o 1º e 2º trimestre registarem uma média de preços mais baixa no período em análise. Uma possível justificação para este acontecimento deve-se ao facto do clima entre novembro de 2015 e 2016 ter sido mais ameno do que o costume em toda a região da CWE (Central West Europe), o que proporcionou uma

diminuição da procura de eletricidade. Aliado a este facto, devido à redução das capacidades nucleares na Alemanha, França e Suíça, em outubro de 2015 a média de preços aumentou. No primeiro trimestre de 2016, é quando se visualiza um maior exercício de poder de mercado na Áustria e a média de preços é menor rondando os 28,86 Euros por MWh.

Procedemos agora a uma síntese comparativa dos mercados em estudo (gráfico 19). De uma forma geral pode-se dizer que a maior média de preços se regista no MIBEL e no EXAA, sendo o mercado Nord Pool a registar preços mais baixos.

Gráfico 19 - Média de Preços e do índice de Lerner no mercado grossista



Fonte: Elaboração própria.

Os mercados a registarem um maior índice de Lerner são o EEX e o MIBEL e de seguida o EPEX. Apesar da quota de mercado do maior produtor ser maior no mercado Francês, não se reflete o mesmo no índice de Lerner, como se pode visualizar no gráfico 19. Desta forma pode-se dizer que, a concentração quando é elevada não quer dizer necessariamente que o poder de mercado também o seja.

O índice de Lerner regista um valor mais elevado no 4º trimestre de 2013, no mercado EEX, mas esta média do índice de Lerner ultrapassa o intervalo [0,1]. Uma possível justificação para este acontecimento pode derivar do facto da variação de preços neste intervalo ser

demasiado elevada. Por exemplo, o preço às 7 horas da manhã registava um valor de 0,25 € mas às 8 horas da manhã passava para os 35 euros.

Comparando os nossos resultados com os de outros autores, tínhamos visto que quanto maior é a produção de energia elétrica a partir de fontes hidroelétricas, menor será o potencial de exercer poder de mercado. Mas a produção de eletricidade a partir desta fonte depende das condições hidrológicas, que variam de estação para estação e de ano para ano (Steen, 2005). Bask et al. (2007) refere que no período em análise, 1996 a 2004, houve uma pequena evidência de poder de mercado, e estatisticamente significativa. A partir de uma análise do índice de Lerner, o autor refere que o poder de mercado nos preços não teve grande impacto. Na nossa análise também conseguimos ver que as fontes e as horas de consumo são talvez mais responsáveis pelas oscilações de preços do que propriamente o poder de mercado. Graf e Wozabal (2013), com base numa abordagem de variação conjetural, detetaram que não houve abuso de poder de mercado nos anos em análise. Pela análise aqui realizada também não podemos dizer que nos mercados em estudo houve abuso de poder de mercado. Graf e Wozabal (2013) referem que os resultados são baseados em médias, o que não exclui a possibilidade de haver poder de mercado em horários únicos. Mais ainda, existe evidência de que no período de 2010 a 2014, a procura da energia elétrica ao longo dos anos tornou-se menos elástica (Bönte et al., 2015).

6. Considerações finais

No estudo desta dissertação investigamos se no mercado diário grossista, os produtores exercem poder de mercado nos preços, no MIBEL, no Nord Pool, no EPEX, EEX e EXAA para o período de 1 de janeiro de 2013 a 31 de dezembro de 2016 através de uma análise do índice de Lerner. Para isso começou-se por fazer uma análise às fontes de energia que cada mercado utiliza para a geração de energia elétrica.

Identificou-se dos mercados em estudo, que o mercado Austríaco é o que utiliza uma maior percentagem de energias renováveis, nomeadamente a energia hídrica para a produção de eletricidade. Ao contrário, o mercado Francês é aquele que utiliza maioritariamente a energia nuclear. Também se verificou que no mercado alemão a utilização das energias renováveis para a produção da eletricidade aumentou, após a nova lei adotada pela Alemanha para o incentivo das energias renováveis.

Vários estudos indicam que o poder de mercado não é uma ameaça para o Nord Pool, o que vai de encontro aos nossos resultados que mostram que apesar da média do índice de Lerner registar valores diferentes de zero, estes não ultrapassam os 18%, exceto para a Dinamarca. Desta forma pode-se dizer que há presença de poder de mercado, mas que este não apresenta grande influência nos preços, não se tornando uma ameaça por si só. O mesmo foi provado por Bask et al. (2007), através da análise do índice de Lerner para o período de 1996 a 2004. No caso Dinamarquês, o índice de Lerner apresenta valores mais elevados nos períodos em que os preços registam valores mais baixos, nomeadamente no 1º e 4º trimestre de 2013 rondando os 43% e os 53%. Os relatórios da Comissão Europeia mencionam que os preços mais reduzidos neste período devem-se à elevada oferta de eletricidade a partir de fontes de energias renováveis.

No caso Nord Pool, pode-se afirmar que dos países que praticam preços mais elevados não significa que estes exerçam maior poder de mercado em relação aos outros mercados. Um exemplo é o mercado da Lituânia que apresenta uma média superior de preços no Nord Pool, e, no entanto, o índice de Lerner regista valores menores relativamente ao mercado da Noruega que apresenta preços mais baixos. O que significa que o tipo de fonte de energia utilizada para a geração de energia elétrica pode influenciar, e provavelmente influenciará mais do que o poder de mercado, os preços. Neste caso a Lituânia apresenta uma maior

média de preços uma vez que utiliza uma maior percentagem de fontes de energia convencionais, que apresentam custos de produção mais elevados relativamente aos restantes mercados que utilizam fontes de energia renováveis para a produção de eletricidade.

No mercado MIBEL verifica-se que apesar da diminuição do exercício de poder de mercado no MIBEL entre 2013 a 2016, o poder de mercado é exercido em todos os períodos. Em termos gerais Portugal regista um maior poder de mercado relativamente a Espanha. Ambos os mercados que operam no Mercado MIBEL registam um maior poder de mercado para o 1º e 2º trimestre de 2013 e para o 1º trimestre de 2014. Os dados mostram que neste período os preços praticados são mais reduzidos devido ao aumento de produção de energia elétrica a partir de fontes hidroelétricas. Sabe-se que os custos de produção das fontes de energia hídrica são mais reduzidos. Ou seja, os resultados parecem indiciar que há maior exercício de poder de mercado quando há um aumento das fontes de energia renováveis para a produção de energia elétrica.

Para o mercado EPEX, França e Suíça registam um maior exercício de poder de mercado em 2013 e 2014, nos períodos em que os preços tomam valores mais baixos. Esta redução de preços é justificada pelo aumento da utilização da fonte de produção por energia hidroelétrica (European Commission, 2016).

No caso da Alemanha é registada uma maior média do índice de Lerner no período de 2013, período este, em que os preços são mais reduzidos, devido ao pico elevado que as fontes de energia renováveis atingem neste período. O mesmo acontece para o mercado EXAA no 1º trimestre de 2016.

Em suma, pode-se dizer que, através da análise do índice de Lerner para o período de 2013 a 2016 há presença de poder de mercado para todos os mercados em estudo. Uma vez que os valores de Lerner não tomam valores iguais a zero para nenhum período. Também se pode concluir que o poder de mercado toma valores mais elevados nos períodos em que a média de preços regista valores mais baixos devido ao maior uso de energias renováveis. Segundo relatórios da Comissão Europeia, os preços são mais baixos nestes períodos devido ao aumento da produção de energia elétrica a partir de fontes hídricas. Sabe-se que as fontes de energia mais baratas para a produção de eletricidade são as fontes de energias renováveis, nomeadamente a fonte de energia hídrica que apresenta custos mais reduzidos.

Assim pode-se dizer que as fontes de energia utilizadas para a geração de eletricidade influenciam o poder de mercado, ou seja, apesar dos preços praticados serem mais baixos, devido ao aumento das fontes de energias renováveis, não quer dizer que os produtores não estejam a exercer poder de mercado. Pelo contrário os aumentos das fontes de energia renováveis levam à prática de preços mais reduzidos, mas os custos de produção também são mais reduzidos, o que indica que os preços praticados estejam muito acima dos custos marginais.

O exercício de poder de mercado vai estar sempre presente, pois vários fatores influenciam os preços. Um dos fatores que influenciam os preços são os tipos de fontes de energia utilizadas para a produção de eletricidade. Ou seja, mesmo que o aumento das energias renováveis seja cada vez maior, estas dependem de fatores meteorológicos que por vezes não são favoráveis e a produção de eletricidade tem de ser compensada por fontes convencionais.

Ao longo da elaboração deste trabalho encontramos algumas limitações. Uma vez que os custos marginais não estão disponíveis de forma livre, utilizou-se o inverso da elasticidade para calcular o poder de mercado através do índice de Lerner. Conclui-se que este método não é o mais eficaz, pois os dados podem estar a ser influenciados por vários outros fatores. Por exemplo, em alguns países como Portugal e Espanha os preços tomam valores igual a zero para determinadas horas, o que faz com que o cálculo da elasticidade dê erro (assumindo que o volume transacionado é maior que zero). O mesmo acontece quando a variação de produção é igual a 0, a elasticidade vai ser igual a 0, e no cálculo do índice de Lerner ($1/\text{elasticidade}$) vai dar erro.

Todavia, algumas destas limitações podem tornar-se pontos estratégicos em termos de dicas de investigação futura. Nomeadamente, deixam-se ainda muitas questões em aberto tais como tentar perceber qual a influência das energias renováveis nos preços da energia elétrica e se realmente condicionam o poder de mercado. Realizar um estudo onde seja possível utilizar dados sobre os custos de produção marginais associados a cada tipo de fonte de energia utilizada seria uma mais-valia em termos de utilização de índices de medição de poder de mercado. Outra possibilidade em aberto passa pela realização de um estudo onde se evidenciem se as diminuições de preços nos mercados grossistas se refletem no mercado retalhista.

Referências

- Alvarado, F. L. (1998). Market Power : a Dynamic Definition. In *Bulk Power Systems Dynamics and Control* (p. 6). Santorini, Greece. Retrieved from <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.124.6627&rep=rep1&type=pdf>
- Amundsen, E. S., & Bergman, L. (2006). Why has the Nordic electricity market worked so well? *Utilities Policy*, 14(3), 148–157. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2006.01.001>
- Asgari, M. H., & Monsef, H. (2010). Market power analysis for the Iranian electricity market. *Energy Policy*, 38(10), 5582–5599. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.04.056>
- Autoridade da Concorrência. (2013). *Linhas de Orientação para a Análise Económica de Operações de Concentração*.
- Bask, M., Lundgren, J., & Rudholm, N. (2007). Market power in the expanding Nordic power market. *Applied Economics*, 43(9), 1035–1043. <https://doi.org/10.1080/00036840802600269>
- Bergman, L. (2002). The Nordic electricity market — continued success or emerging problems ? *Swedish Economic Policy Review*, 9, 51–88.
- Böckers, V., Haucap, P. J., & Heimeshoff, U. (2013). *Cost of Non-Europe in the Single Market for Energy ANNEX IV Benefits of an integrated European electricity market : the role of competition by Veit Böckers*. Luxembourg. <https://doi.org/10.2861/19914>
- Bompard, E., Huang, T., & Lu, W. (2010). Market power analysis in the oligopoly electricity markets under network constraints. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 4(2), 244. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2009.0018>
- Bönte, W., Nielen, S., Valitov, N., & Engelmeyer, T. (2015). Price elasticity of demand in the EPEX spot market for electricity—New empirical evidence. *Economics Letters*, 135, 5–8. <https://doi.org/10.1016/j.econlet.2015.07.007>
- Borenstein, S. (2000). Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets. *The Electricity Journal*, 13(6), 49–57. [https://doi.org/10.1016/S1040-6190\(00\)00124-X](https://doi.org/10.1016/S1040-6190(00)00124-X)
- Borenstein, S., & Bushnell, J. (1999). *An Empirical Analysis of the Potential for Market*

- Power in California's Electricity Industry. Journal of Industrial Economics* (Vol. 47). Cambridge, MA. <https://doi.org/10.3386/w6463>
- Borenstein, S., Bushnell, J. B., & Wolak, F. A. (2002). Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market. *American Economic Review*, 92(5), 1376–1405. <https://doi.org/10.1257/000282802762024557>
- Borenstein, S., Bushnell, J., & Knittel, C. R. (1999). Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures. *The Energy Journal*, 20(4), 65–88. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol20-No4-3>
- Bower, J., Bunn, D. W., & Wattendrup, C. (2001). A model-based analysis of strategic consolidation in the German electricity industry. *Energy Policy*, 29(12), 987–1006. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(01\)00034-9](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00034-9)
- Campos, J., & Vega, G. (2003). Concentration Measurement Under Cross-ownership: The Case of the Spanish Electricity Sector. *Journal of Industry, Competition and Trade*, 3(4), 313–335. <https://doi.org/10.1023/B:JICT.0000026857.96107.16>
- Cardell, J. B., Hitt, C. C., & Hogan, W. W. (1997). Market power and strategic interaction in electricity networks. *Resource and Energy Economics*, 19(1–2), 109–137. [https://doi.org/10.1016/S0928-7655\(97\)00006-7](https://doi.org/10.1016/S0928-7655(97)00006-7)
- Carvalho, L. H. de, & Aguiar, D. R. D. (2005). Concentração De Mercado E Poder De Monopólio Na Indústria. *Revista de Economia E Agronegócio*, 3(3), 323–348. <https://doi.org/10.25070/rea.v3i3.61>
- Church, J. R., & Ware, R. (2000). *Industrial Organization: A Strategic Approach*. New York: McGraw-Hill.
- Ciarreta, A., Nasirov, S., & Silva, C. (2016). The development of market power in the Spanish power generation sector: Perspectives after market liberalization. *Energy Policy*, 96, 700–710. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.06.029>
- Claessens, S., & Laeven, L. (2004). What Drives Bank Competition? Some International Evidence. *Journal of Money, Credit, and Banking*, 36(3b), 563–583. <https://doi.org/10.1353/mcb.2004.0044>
- CMVM, CNMC, CNMV, & ERSE. (2015). *Informação Mensal Do Mibel Outubro 2015*. Retrieved from [file:///C:/Users/Vitor/Downloads/documentos_BM_MIBEL_201502_PT_10251ebb\(1\).pdf](file:///C:/Users/Vitor/Downloads/documentos_BM_MIBEL_201502_PT_10251ebb(1).pdf)

- CMVM, CNMV, ERSE, & CNE. (2009). *Descrição do Funcionamento do MIBEL*. Retrieved from https://www.google.pt/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiDwtH1xJTXAhWE2hoKHajaDAsQFggnMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.mibel.com%2Findex.php%3Fmod%3Ddocumentos%26mem%3Ddescargar%26fichero%3Ddocumentos_Descricao_Funcionamento_MIBEL
- Comissão Europeia. (1996). Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade. *Jornal Oficial Das Comunidades Europeias*, L 27(4), 20–29. Retrieved from <https://www.google.pt/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiK4cys3ZXXAhWYF8AKHVnEBI0QFggnMAA&url=http%3A%2F%2Feur-lex.europa.eu%2Flegal-content%2FPT%2FTXT%2F%3Furi%3DCELEX%253A32003L0054&usg=AOvVaw19s930FYmK5PrJ0cyODV64>
- Comissão Europeia. (2002). Orientações da Comissão relativas à análise e avaliação de poder de mercado significativo no âmbito do quadro regulamentar comunitário para as redes e serviços de comunicações electrónicas. *Jornal Oficial Das Comunidades Europeias*, C165, 6–31.
- Comissão Europeia. (2003). Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho de 2003 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 96/92/CE. *Jornal Oficial Da União Europeia*, L 176, 37–55. Retrieved from <https://www.google.pt/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjZxLzP3ZXXAhWEI8AKHapB4sQFggnMAA&url=http%3A%2F%2Feur-lex.europa.eu%2Flegal-content%2FPT%2FTXT%2F%3Furi%3DCELEX%253A32003L0054&usg=AOvVaw19s930FYmK5PrJ0cyODV64>
- Comissão Europeia. (2009). Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de Julho de 2009 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 2003/54/CE. *Jornal Oficial Da União Europeia*, L211, 55–92. Retrieved from

- http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&mem=descargar&fichero=documentos_2009_72_CE_b9bc1356.pdf
- Cruz, L. B. (2008). A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo português). *Centro Informação Europeia Jacques Delors*, 83–90.
- Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro do Ministério da Economia e da Inovação, Pub. L. No. Diário da Republica, 1189 (2006). Retrieved from <https://www.google.pt/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiduoCJ3pXXAhUTM8AKHSWFBJcQFggnMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.erse.pt%2Fpt%2Flegislacao%2FLegislacao%2FAttachments%2F1065%2FresE2F3D72B69F845818655A3C9382DD7C6.pdf&usg=AOvVa>
- ERSE. (2016). *Proveitos permitidos e ajustamentos para 2017 das empresas reguladas do setor elétrico*.
- European Commission. (2010). *A strategy for smart, sustainable and inclusive growth*. Brussels. <https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2>
- European Commission. (2016). *Energy prices and costs report*. *International immunology* (Vol. 26). <https://doi.org/10.1093/intimm/dxu030>
- European Commission. (2016). *Energy prices and costs report*. *International immunology*. <https://doi.org/10.1093/intimm/dxu030>
- European Commission-DGE. (2008). *Quarterly Report on European Electricity Markets*. *European Commission* (Vol. 1).
- European Commission-DGE. (2010). Quarterly Report on European Electricity Markets, 3(4). Retrieved from <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>
- European Commission-DGE. (2012). Quarterly Report, 5(3 e 4), 1–35. Retrieved from <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>
- European Commission-DGE. (2014). *Quarterly Report on European Electricity Markets*. *European Commission* (Vol. 7). Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly-electricity_q3_2014_final.pdf
- European Commission-DGE. (2016). Quarterly Report on European Electricity Markets, 9(1). Retrieved from <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>
- European Energy Exchange. (2017). *Energy Policy Recommendations for the 2017 German*

Federal Elections.

- Fanone, E., Gamba, A., & Prokopczuk, M. (2013). The case of negative day-ahead electricity prices. *Energy Economics*, 35, 22–34. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.12.006>
- Genoese, M., & Möst, D. (2009). Market power in the German wholesale electricity market. *The Journal of Energy Markets*, 2(2), 47–74. <https://doi.org/10.21314/JEM.2009.031>
- Ginevicius, R., & Cirba, S. (2007). Determining market concentration. *Journal of Business Economics and Management*, 8(1), 3–10. <https://doi.org/10.1080/16111699.2007.9636147>
- Ginevičius, R., & Čirba, S. (2009). Additive measurement of market concentration. *Journal of Business Economics and Management*, 10(3), 191–198. <https://doi.org/10.3846/1611-1699.2009.10.191-198>
- Graf, C., & Wozabal, D. (2013). Measuring competitiveness of the EPEX spot market for electricity. *Energy Policy*, 62, 948–958. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.052>
- Green, R., & Newbery, D. M. (1992). Competition in the British Electricity Spot Market. *Journal of Political Economy*, 100(5), 929–953. <https://doi.org/10.2307/2950646>
- Hellmer, S., & Wårell, L. (2009). On the evaluation of market power and market dominance—The Nordic electricity market. *Energy Policy*, 37(8), 3235–3241. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.04.014>
- Helman, U. (2006). Market power monitoring and mitigation in the US wholesale power markets. *Energy*, 31(6–7), 877–904. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.05.011>
- Joskow, P., & Kahn, E. (2001). *A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000*. Cambridge, MA. <https://doi.org/10.3386/w8157>
- Justice and Federal Trade Commission. (1992). *Horizontal Merger Guidelines*. Retrieved from <https://www.ftc.gov/sites/default/files/attachments/merger-review/hmg.pdf>
- Kaplow, L. (2015). *Market Definition, Market Power*. *International Journal of Industrial Organization* (Vol. 43). Cambridge, MA. <https://doi.org/10.3386/w21167>
- Kirschen, D. S. (2004). *Fundamentals of power system economics electronic resource*. *Fundamentals of Power System Economics*. <https://doi.org/10.1002/0470020598>
- Kumar David, A., & Fushuan Wen. (2001). Market power in electricity supply. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 16(4), 352–360. <https://doi.org/10.1109/60.969475>

- Lagarto, J., de Sousa, J., Martins, A., & Ferrao, P. (2012). Price forecasting in the day-ahead Iberian electricity market using a conjectural variations ARIMA model. In *2012 9th International Conference on the European Energy Market* (pp. 1–7). IEEE. <https://doi.org/10.1109/EEM.2012.6254734>
- Lise, W., Linderhof, V., Kuik, O., Kemfert, C., Östling, R., & Heinzow, T. (2006). A game theoretic model of the Northwestern European electricity market—market power and the environment. *Energy Policy*, 34(15), 2123–2136. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.03.003>
- Lo Prete, C., & Hobbs, B. F. (2015). Market Power in Power Markets: An Analysis of Residual Demand Curves in California’s Day-ahead Energy Market (1998-2000). *The Energy Journal*, 36(2), 191–218. <https://doi.org/10.5547/01956574.36.2.9>
- Marques, R. C. (2005). *Regulação de Serviços Públicos*. Lisboa: Sílabo Edições. <https://doi.org/230394/05>
- Martinho, R. (2015). *Mercado único de eletricidade mibel e nord pool: um estudo comparativo*. Instituto Superior de Economia e Gestão. <https://doi.org/10400.5/12686>
- Melnik, A., Shy, O., & Stenbacka, R. (2008). Assessing market dominance. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 68(1), 63–72. <https://doi.org/10.1016/j.jebo.2008.03.010>
- Müsgens, F. (2006). Quantifying market power in the German wholesale electricity market using a dynamic multi-regional dispatch model. *Journal of Industrial Economics*, 54(4), 471–498. <https://doi.org/10.1111/j.1467-6451.2006.00297.x>
- Nawrocki, D., & Carter, W. (2010). Industry competitiveness using Herfindahl and entropy concentration indices with firm market capitalization data. *Applied Economics*, 42(22), 2855–2863. <https://doi.org/10.1080/00036840801964666>
- Nazemi, A., Farsaei, A., & Khalil Moghaddam, S. (2016). Estimating market power by introducing a new Lerner index in the Iranian electricity market. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 11(9), 882–888. <https://doi.org/10.1080/15567249.2015.1137997>
- Newbery, D. M. (1995). *Template for Power Reform. Policy for the Private Sector* (Vol. 54). Washington, D.C. Retrieved from <http://documents.worldbank.org/curated/en/305121468782109926/A-template-for-power-reform>

- Pham, T. (2015). *Market power in power markets in Europe : the Cases in French and German wholesale electricity markets*. Université Paris-Dauphine.
- Sandsmark, M., & Tennbakk, B. (2010). Ex post monitoring of market power in hydro dominated electricity markets. *Energy Policy*, 38(3), 1500–1509. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.11.033>
- Sarmento, E. de M., & Nunes, A. (2015). A evolução da concentração sectorial em Portugal entre 1995 e 2006: a perspetiva do índice de Herfindahl-Hirschman. *Tourism & Management Studies*, 11(2), 146–158. <https://doi.org/10.18089/tms.2015.11218>
- Schmalensee, R., & Golub, B. W. (1984). Estimating Effective Concentration in Deregulated Wholesale Electricity Markets. *RAND Journal of Economics*, 15(1), 12–26. Retrieved from <http://www.jstor.org/stable/3003666>
- Shapiro, C. (2010). The 2010 Horizontal Merger Guidelines: From Hedgehog to Fox in Forty Years. *Antitrust Law Journal*, 77(1), 49–107. <https://doi.org/10.2139/ssrn.1675210>
- Sheffrin, A. (2002). Predicting Market Power Using the Residual Supply Index. *FERC Market Monitoring Workshop*, 1–16. Retrieved from <https://www.researchgate.net/publication/291005677>
- Shukla, U. K., & Thampy, A. (2011). Analysis of competition and market power in the wholesale electricity market in India. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.02.039>
- Silva, S. C. P. e. (2015). *Análise dos Instrumentos de Regulação usados no Setor da Eletricidade em Portugal*. (Dissertação de Mestrado em Economia), Faculdade de Economia, Universidade do Porto.
- Soares, M. I. R. T. (2006). A liberalização do sector eléctrico e a Ciência Económica : o que a evidência empírica demonstra. *Séries Seminários de Pesquisa, Publicações Do Instituto de Economia Da UFRJ*, 1–19.
- Sousa, J. A. M. de. (2005). *Integração de mercados liberalizados de energia eléctrica com aplicações ao MIBEL*. (Dissertação de Doutoramento) Faculdade de Economia, Universidade Nova de Lisboa.
- Spiecker, S. (2013). Modeling Market Power by Natural Gas Producers and Its Impact on the Power System. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4), 3737–3746. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2262006>
- Steen, F. (2005). *Do Bottlenecks generate market power ? An Empirical Study of the*

- Norwegian Electricity Market*. Norway.
- Theil, H. (1967). *Economics and information theory*. North Holland Pub. Co. (7th ed.). Amsterdam: North-Holland.
- Tirole, J. (1988). *The Theory of Industrial Organization*. London, England: MIT Press.
- Twomey, P., Green, R., Neuhoff, K., & Newbery, D. (2005). A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of Transmission System Operators in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems. *The Journal of Energy Literature*, 11(2), 3–54.
- Vassilopoulos, P. (2003). *Models for the identification of market power in wholesale electricity markets*. Dauphine. Retrieved from <http://www.dauphine.fr/cgemp/Publications/CahiersCGEMP/MemoireVassilopoulos.pdf>
- Verbong, G. P. J., Beemsterboer, S., & Sengers, F. (2013). Smart grids or smart users? Involving users in developing a low carbon electricity economy. *Energy Policy*, 52, 117–125. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.05.003>
- Wang, J., Zhou, Z., & Botterud, A. (2011). An evolutionary game approach to analyzing bidding strategies in electricity markets with elastic demand. *Energy*, 36(5), 3459–3467. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.03.050>
- Wolak, F. A. (2000). An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behavior in a Competitive Electricity Market. *International Economic Journal*, 14(2), 1–39. <https://doi.org/10.1080/101687300000000017>

Anexos

Os dados sobre o volume transacionado de energia a cada hora das 24 pelos 365 dias de 2013 a 2016, tal como o seu respetivo preço, estão disponíveis em cada *site* de cada mercado, como já foi referido anteriormente. Não se colocou em Anexo uma vez que a dimensão dos dados é extensa.

Desta forma pode-se encontrar os dados em:

<http://www.omip.pt> - Dados do MIBEL (Portugal e Espanha)

<http://www.nordpoolspot.com> - Dados do NordPool (Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca, Estónia e Lituânia)

<https://www.epexspot.com> - Dados do EPEX (França, Suíça e Phelix (Alemanha/Áustria)

<http://www.exaa.at> - Dados do EXAA (Áustria)

Os dados que se encontram em seguida são dados tratados onde se pode visualizar:

- O Volume total de energia transacionado em Mercado diário nas 24 horas de 1 de janeiro de 2013 a 31 de dezembro de 2016.
- A média de preços no mercado diário para todos os mercados, nas 24 horas de 1 de janeiro de 2013 a 31 de dezembro de 2016.
- A média de Volume de energia transacionado, a média de preços e a média de Lerner em cada trimestre de 2013 a 2016
- A contagem de zeros é feita para a elasticidade para a variação de preços e variação do volume transacionado; também se efetua a contagem quando os preços do mercado tomam valores iguais a zero e quando os preços tomam valores menores que zero. É feita esta contagem de zeros uma vez que os valores do índice de Lerner podem ser influenciados por estes, o mesmo acontece, quando se faz a média de preços, sendo que estes podem ser influenciados por estes valores. Optou-se por não retirar a média uma vez nem todos os países apresentam valores iguais a zero ou valores inferiores a zero.

Tabela 3 - Volume total de energia transacionado por hora no mercado diário (MWh)
- MIBEL (Portugal e Espanha)

Horas	Volume Total Transacionado no Mercado Diário (MWh)							
	Portugal				Espanha			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
00 - 01	2043552,4	1961497,7	1783407,3	2093437,5	7440753,2	6858491,5	6471499,5	6472582,9
01 - 02	1773575,1	1743939,1	1595214,9	1829317,5	6992379,8	6492760,6	6113463	6159734,4
02 - 03	1627920,9	1648611,3	1508145,2	1726244,7	6632861,8	6219114,8	5898728,3	5899484,6
03 - 04	1586499,8	1617976,1	1475504,2	1684105,5	6398412,8	5929859,5	5720657,5	5747486,7
04 - 05	1559070,4	1601197,7	1466863,7	1673653,6	6304234,8	5843179	5669841,5	5684837,6
05 - 06	1577922	1620740	1487174,5	1695768,2	6278780,1	5832138,4	5692643,1	5723739,1
06 - 07	1669093,2	1708063,4	1589028	1833233,4	6371821,4	5953894,6	5912732,5	5986251,2
07 - 08	1821737,2	1856583,3	1793236,5	2077536,3	6835438	6315241,2	6368281,6	6518040,5
08 - 09	1971542,3	2017341,5	2009590,4	2326153,5	7342174,5	6676378,9	6817865,4	6961445,2
09 - 10	2092002,9	2147346,4	2195858,7	2483012,2	7828021,7	7181431,5	7429230	7426067,5
10 - 11	2161782,8	2203857,2	2256661,5	2538870,9	8273924,9	7602620,3	7916581,2	7810855,1
11 - 12	2141769	2194845,9	2223655	2511015,4	8523034	7846247,8	8186428,1	8034873,2
12 - 13	2150216,2	2203227,2	2185362,6	2488551,8	8808599,3	8072610,7	8307934,9	8142928
13 - 14	2126786,1	2184244,1	2136780	2462050,8	8878176,2	8130378,3	8304343	8196843,3
14 - 15	2064658,6	2112719,1	2023596,6	2385912,2	8785046	7987362,8	8111176	8132189,2
15 - 16	2037607,7	2064272,2	1958762,1	2329488,1	8693047,3	7857749,9	7945475,4	8015143,8
16 - 17	2032005,1	2068851,9	1964931	2332465,7	8535832	7739057	7851195,1	7906495,3
17 - 18	2092228,0	2124937,3	2022844,8	2389993	8434285,9	7668640,1	7788851,9	7845411
18 - 19	2173367,9	2197418,3	2138098,4	2493848,6	8320960,7	7603290,4	7767318,9	7825357,3
19 - 20	2268989,3	2257144,4	2254776,1	2601775,3	8287260,3	7560052,7	7745915,1	7824115,8
20 - 21	2359368,9	2319475,4	2336588,8	2666272,8	8294770,6	7550936,7	7700880,1	7756600,3
21 - 22	2413852,8	2362011,3	2358857,3	2683623,2	8352224	7582653,6	7636511,1	7619634
22 - 23	2348761,4	2280135,6	2203289,7	2548302,5	8197860,9	7342256,3	7330868,8	7349807,3
23 - 00	2194295,9	2109981,5	1976139,1	2295825,6	7766723,8	6912726,2	6875581,5	6937484,6
Total	48288605,9	48606417,9	46944366,4	54150458,3	186576624	170759072,8	171564003,5	171977407,9

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 4 - Média de preços da energia por hora no mercado diário (€/MWh) - MIBEL
(Portugal e Espanha)**

<i>Horas</i>	<i>Média de Preços no Mercado diário (€)</i>							
	Portugal				Espanha			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
00 - 01	44,13	39,74	48,41	38,45	44,97	39,9	48,25	38,5
01 - 02	38,31	34,82	43,55	34,97	38,1	34,75	43,39	34,92
02 - 03	32,88	30,87	40,54	32,62	32,09	30,53	40,38	32,58
03 - 04	31,28	30,37	39,59	31,39	30,23	29,97	39,32	31,28
04 - 05	29,88	29,39	38,88	30,85	28,71	28,9	38,65	30,76
05 - 06	31,22	30,44	39,99	31,86	30,55	30,26	39,84	31,85
06 - 07	35,64	34,52	44,53	35,17	35,32	34,55	44,44	35,39
07 - 08	41,27	39,83	49,51	38,79	42,92	41,08	49,47	39,68
08 - 09	41,76	42,26	52,22	40,68	44,6	43,84	52,25	42,28
09 - 10	45,72	45,39	55,11	42,5	47,63	46,57	55,13	43,34
10 - 11	47,62	46,6	56,24	42,9	48,68	47,08	56,24	43,33
11 - 12	47,21	46,22	55,78	42,29	47,8	46,53	55,78	42,53
12 - 13	48,47	46,66	55,16	41,89	48,89	46,9	55,12	41,98
13 - 14	48,01	45,97	54,52	41,77	48,41	46,3	54,4	41,91
14 - 15	46,01	43,77	51,87	40,65	46,23	44,04	51,74	40,72
15 - 16	44,64	41,74	49,68	39,35	44,62	41,81	49,41	39,28
16 - 17	43,62	41,11	49,53	39,05	43,6	41,14	49,29	39
17 - 18	45,32	42,67	51,21	40,45	45,67	42,9	51,02	40,47
18 - 19	47,24	45,57	53,7	42,28	49,05	46,04	53,68	42,47
19 - 20	50,52	49,03	56,05	44,31	52,4	49,43	56,03	44,53
20 - 21	53,44	51,67	58,07	45,42	54,84	51,86	58,06	45,69
21 - 22	54,92	52,63	59,07	45,63	56,62	52,99	59,06	46
22 - 23	51,73	49,35	55,82	43,31	53,07	49,68	55,81	43,56
23 - 00	46,6	43,77	51,11	39,78	47,17	43,94	50,99	39,85

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5 - Média do volume transacionado (Méd.VL Trans.) de energia, dos preços e do índice de Lerner – MIBEL (Portugal e Espanha)

<i>Média do Volume Transacionado, dos Preços e do índice de Lerner</i>						
Horas	Portugal			Espanha		
	Méd.VL	Méd.	Méd.	Méd.VL	Méd.	Méd.
	Trans. (Mwh)	Preços (€)	Lerner (%)	Trans. (Mwh)	Preços (€)	Lerner (%)
1º trim. /13	6437,75	38,18	88,46	23037,48	40,32	37,10
2º trim. /13	5565,72	33,78	53,36	20305,88	34,26	153,64
3º trim. /13	4516,28	50,46	7,96	20567,57	50,26	5,44
4º trim. /13	5550,54	52,34	9,89	21307,79	52,43	12,27
1º trim. /14	7046,68	24,64	56,17	21649,46	26,08	52,64
2º trim. /14	5020,93	40,03	12,47	17651,43	39,96	7,87
3º trim. /14	4608,50	52,29	4,85	20087,40	52,27	8,02
4º trim. /14	5544,88	50,04	9,65	18604,21	49,82	11,06
1º trim. /15	5923,54	45,96	7,45	19957,71	45,85	10,41
2º trim. /15	4914,81	48,44	3,84	18899,43	48,36	5,57
3º trim. /15	5013,99	55,75	4,28	20358,43	55,71	2,98
4º trim. /15	5590,89	51,46	2,81	19123,24	51,28	7,20
1º trim. /16	6903,99	30,54	8,14	20015,09	30,67	15,04
2º trim. /16	6107,47	28,86	7,49	17986,37	29,55	14,90
3º trim. /16	5699,91	41,68	3,74	19447,36	41,74	5,49
4º trim. /16	5954,72	56,44	4,58	20851,48	56,48	3,99

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6 - Contagem de zeros para a elasticidade – MIBEL (Portugal e Espanha)

<i>Contagem de Zeros para a Elasticidade</i>								
Trimestre	Portugal				Espanha			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	0	0	0	1	0	0	0	0
2014	0	0	1	1	0	0	0	0
2015	0	0	1	0	0	0	1	0
2016	0	0	0	0	0	1	1	0

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 7 - Contagem de zeros para a variação de preços – MIBEL (Portugal e Espanha)

<i>Contagem de Zeros para a Δ de Preços</i>								
Trimestre	Portugal				Espanha			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	116	146	194	124	96	139	192	122
2014	1	182	170	94	1	174	169	91
2015	64	128	135	90	64	124	132	76
2016	141	131	130	86	126	95	123	84

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 8 - Contagem de zeros para a variação do volume de energia transacionado – MIBEL (Portugal e Espanha)

<i>Contagem de Zeros para a Δ do Volume Transacionado</i>								
Trimestre	Portugal				Espanha			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	0	0	0	1	0	0	0	0
2014	0	0	1	1	0	0	0	0
2015	0	0	1	0	0	0	1	0
2016	0	0	0	0	0	1	1	0

Fonte: Elaboração própria.

A contagem de zeros é feita quando a variação de preços e a variação do volume transacionado são iguais a zero, também se faz a contagem quando os preços tomam valores igual a zero. Uma vez que existem preços com valor igual a zero, isso faz com que no cálculo da variação de preços dê erro (nenhum número é divisível por zero). Optou-se por não colocar em anexos a contagem dos erros, uma vez que se fez a contagem de zeros quando os preços tomam valores iguais a zeros, sendo assim o número de contagem idêntico para ambos. Estes valores que dão erro, são substituídos por zero, no cálculo do índice de Lerner, como já foi referido anteriormente.

**Tabela 9 - Contagem de zeros quando os preços da energia tomam valores iguais a zero
- MIBEL (Portugal e Espanha)**

<i>Preços tomam valores iguais a zero (contagem)</i>								
Trimestre	Portugal				Espanha			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	194	249	0	32	213	215	0	50
2014	195	0	0	0	177	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	2	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 10 - Volume total de energia transacionado por hora no mercado diário (MWh)
- Nord Pool (Noruega e Suécia)**

Horas	Volume Total Transacionado no Mercado Diário (MWh)							
	Noruega				Suécia			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
00 - 01	4612992	5053722	5069431	5417628	5288097	5479562	5843840	5398841
01 - 02	4339593	4771168	4863850	5121749	5147949	5303872	5699747	5240678
02 - 03	4189540	4608926	4744618	4953759	5087983	5229146	5633646	5179912
03 - 04	4178811	4560307	4735771	4895227	5101695	5230757	5618093	5179672
04 - 05	4259732	4640085	4832397	4988183	5153849	5277596	5681828	5213258
05 - 06	4594799	4955131	5115374	5354602	5371837	5494098	5907599	5437105
06 - 07	5292223	5612451	5708429	5976520	5899507	5992558	6389258	6028553
07 - 08	5961082	6203939	6309948	6521380	6439893	6484640	6791472	6564647
08 - 09	6186357	6438817	6559706	6747383	6661227	6687832	6951560	6770359
09 - 10	6256945	6528525	6630655	6825688	6717124	6738771	6992988	6812214
10 - 11	6278721	6562093	6701095	6831143	6706296	6772955	7061289	6824896
11 - 12	6217136	6501802	6627919	6767704	6714036	6771483	7052867	6803794
12 - 13	6100301	6399055	6461258	6662166	6651141	6713250	6971816	6738881
13 - 14	6002942	6319593	6377316	6584742	6581109	6656544	6883255	6677753
14 - 15	5939385	6281490	6327318	6523213	6535646	6620416	6910935	6644521
15 - 16	5950683	6304746	6347621	6520338	6524733	6628052	6925744	6650363
16 - 17	6031842	6388266	6416854	6599982	6569652	6675114	6975075	6698132
17 - 18	6204045	6537700	6565115	6765918	6666092	6772964	7041064	6813230
18 - 19	6265435	6574751	6605542	6819462	6730390	6822448	7074259	6882585
19 - 20	6210401	6517648	6546159	6797741	6689875	6778588	7007242	6832090
20 - 21	6013174	6342426	6363999	6658029	6535172	6636028	6918477	6659395
21 - 22	5797088	6165793	6198387	6499328	6308527	6427632	6752355	6421251
22 - 23	5504035	5888549	5894277	6210103	6006278	6152586	6531543	6155054
23 - 00	4987563	5437908	5440405	5766464	5633362	5806348	6224551	5795191
Total	133374825	141594891	143443444	148808452	147721470	150153240	157840503	150422375

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 11 - Volume total de energia transacionado por hora no mercado diário (MWh)
– Nord Pool (Finlândia e Dinamarca)

Horas	Volume Total Transacionado no Mercado Diário (MWh)							
	Finlândia				Dinamarca			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
00 - 01	2520013	2476635	2515452	2550169	1204242	1135562	971475	1011091
01 - 02	2488159	2415735	2487216	2491102	1169604	1071712	954101	954008
02 - 03	2466267	2397633	2469625	2473902	1148643	1064724	942672	935608
03 - 04	2479521	2406375	2480035	2483830	1143397	1056213	944236	935077
04 - 05	2507011	2439530	2518719	2523267	1149443	1057871	948223	940833
05 - 06	2603003	2557764	2628494	2621386	1182283	1086322	970423	965353
06 - 07	2751819	2717968	2754764	2739276	1270829	1174861	1034766	1045467
07 - 08	2862505	2828889	2828552	2821020	1370946	1280318	1131678	1144110
08 - 09	2910254	2872365	2857649	2849320	1433518	1355549	1201567	1209692
09 - 10	2913887	2882028	2856760	2851304	1453638	1392239	1230454	1241297
10 - 11	2908624	2869410	2904966	2839615	1467372	1427496	1318752	1270976
11 - 12	2893371	2848652	2892668	2830278	1481393	1450416	1338431	1291486
12 - 13	2869366	2818439	2816793	2822998	1465388	1441469	1273807	1292124
13 - 14	2851435	2794859	2801125	2816547	1454791	1432940	1267458	1285965
14 - 15	2839292	2806607	2798871	2810928	1444427	1412298	1251227	1267623
15 - 16	2843529	2826508	2809733	2813391	1437754	1394194	1235236	1252966
16 - 17	2855098	2840607	2829224	2823339	1446089	1387364	1230504	1247814
17 - 18	2873249	2858781	2846390	2845913	1477834	1403827	1242620	1255960
18 - 19	2875240	2856810	2853219	2855915	1481538	1400672	1221545	1244417
19 - 20	2846923	2801925	2811519	2832882	1459326	1366738	1176845	1205960
20 - 21	2789801	2715604	2729228	2755533	1412164	1318440	1123360	1156712
21 - 22	2735209	2662151	2675292	2696043	1358503	1271790	1079296	1115304
22 - 23	2675305	2597683	2619722	2633513	1313533	1232839	1044040	1076720
23 - 00	2587754	2509655	2553701	2560348	1260043	1170565	1009114	1024250
Total	65946635	64802613	65339717	65341819	32486698	30786419	27141830	27370813

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 12 - Volume total de energia transacionado por hora no mercado diário (MWh)
- Nord Pool (Lituânia e Estônia)

<i>Horas</i>	<i>Volume Total Transacionado no Mercado Diário (MWh)</i>							
	Lituânia				Estônia			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
00 - 01	106742	121152	103036	120985	447885	440139	103036	392279
01 - 02	105929	84996	102592	83333	437693	393396	102592	346500
02 - 03	106014	92789	102404	83102	428829	394983	102404	342934
03 - 04	106647	92446	102861	83039	429421	393948	102861	344214
04 - 05	107652	84582	103096	82503	442472	397995	103096	357111
05 - 06	114520	94581	108458	85897	468966	432822	108458	400663
06 - 07	135510	124771	134240	105469	483591	451741	134240	442351
07 - 08	166716	154666	157345	137178	490187	459012	157345	454744
08 - 09	183741	163418	171160	157727	493798	465152	171160	461108
09 - 10	180223	162664	169100	160800	491610	468907	169100	463109
10 - 11	179125	151517	226994	156944	496787	469388	226994	463298
11 - 12	171926	143909	221635	155898	498093	468247	221635	464879
12 - 13	174495	144825	157675	156148	497529	467835	157675	467333
13 - 14	173242	139268	154616	154296	497431	465678	154616	467351
14 - 15	169243	143176	151639	146237	498944	466430	151639	465807
15 - 16	170822	145416	153204	141153	500159	466782	153204	464623
16 - 17	174225	148473	155339	143180	499613	466300	155339	464626
17 - 18	177773	153000	158740	148626	500185	471393	158740	467882
18 - 19	167574	142616	158932	151424	498642	472483	158932	467526
19 - 20	161991	126909	145374	140278	495372	468902	145374	457656
20 - 21	153796	120073	129909	119433	494674	459149	129909	431903
21 - 22	130193	107364	118589	104172	488989	453995	118589	419925
22 - 23	114468	90615	108525	93686	479236	441412	108525	406044
23 - 00	108646	87780	103668	90711	464768	426838	103668	387814
Total	3541213	3021006	3399131	3002219	11524874	10762927	3399131	10301680

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 13 - Média de preços da energia por hora no mercado diário (€/MWh) – Nord Pool (Noruega Suécia e Finlândia)

Horas	Média de Preços no Mercado diário (€)											
	Noruega				Suécia				Finlândia			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
00 - 01	35,68	27,65	18,66	24,22	34,78	28,20	18,54	24,55	34,81	28,58	19,09	24,68
01 - 02	34,58	26,87	17,96	23,54	33,51	27,11	17,68	23,49	33,52	27,40	17,91	23,58
02 - 03	33,71	26,28	17,52	23,10	32,53	26,40	17,11	22,79	32,58	26,68	17,28	22,86
03 - 04	33,58	26,09	17,46	22,91	32,53	26,17	17,07	22,52	32,57	26,56	17,27	22,61
04 - 05	33,94	26,40	17,74	23,12	33,25	26,60	17,48	22,98	33,32	27,37	17,96	23,67
05 - 06	35,33	27,27	18,47	24,03	35,3	27,82	18,50	24,62	36,43	30,94	23,82	27,46
06 - 07	37,49	28,78	19,83	25,44	38,47	30,48	20,55	27,30	41,43	36,23	31,10	32,42
07 - 08	40,34	30,47	21,39	27,94	42,97	33,49	23,88	31,82	46,85	42,23	37,00	37,83
08 - 09	41,63	31,77	22,46	29,48	44,81	35,35	25,84	34,28	49,01	44,17	40,13	40,64
09 - 10	41,07	31,57	22,41	29,17	44,09	35,19	25,61	33,79	48,25	43,84	39,29	40,14
10 - 11	40,54	31,36	22,30	28,45	43,50	35,02	25,43	32,72	47,37	41,51	214,70	38,00
11 - 12	39,97	31,01	21,95	27,95	42,81	34,68	24,76	32,18	46,69	40,98	213,80	37,69
12 - 13	39,48	30,50	21,49	27,50	41,85	33,69	23,70	31,40	45,17	39,23	36,62	37,11
13 - 14	39,15	30,20	21,22	27,26	41,10	33,00	23,13	30,86	43,77	37,31	34,63	36,54
14 - 15	38,91	30,02	21,03	27,03	40,50	32,55	22,70	30,38	42,61	38,84	32,97	35,32
15 - 16	38,90	29,97	20,97	27,16	40,41	32,41	22,74	30,45	42,76	40,26	33,73	34,74
16 - 17	39,22	30,19	21,25	27,97	40,83	32,63	22,98	31,30	43,11	41,05	34,46	36,43
17 - 18	40,26	30,83	21,67	28,93	42,76	33,81	24,15	32,90	44,60	41,93	34,36	38,32
18 - 19	40,48	30,82	21,62	28,51	43,18	34,10	24,24	32,29	44,63	41,55	36,22	38,43
19 - 20	40,07	30,63	21,31	27,58	42,53	33,77	23,33	31,14	43,10	37,00	32,87	35,48
20 - 21	39,16	30,25	20,94	26,76	40,91	32,93	22,29	29,53	40,94	34,42	26,17	30,78
21 - 22	38,50	29,83	20,66	26,20	39,71	32,17	21,63	28,47	39,90	34,05	26,38	29,85
22 - 23	37,72	29,26	20,12	25,55	38,29	31,22	20,72	27,39	38,42	32,47	24,29	28,21
23 - 00	36,21	28,25	19,16	24,67	35,76	29,39	19,31	25,62	35,80	29,90	20,85	25,86

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 14 - Média de preços da energia por hora no mercado diário (€/MWh) – Nord Pool (Dinamarca, Lituânia e Estónia)

Horas	Média de Preços no Mercado diário											
	Dinamarca				Lituânia				Estónia			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
00 - 01	32,23	125,68	17,70	123,67	35,91	33,44	25,61	26,09	35,68	27,65	18,66	24,22
01 - 02	30,25	24,84	16,73	22,16	35,50	31,75	23,48	24,83	34,58	26,87	17,96	23,54
02 - 03	29,51	29,52	29,48	29,49	34,97	30,92	22,31	24,25	33,71	26,28	17,52	23,10
03 - 04	28,55	23,27	16,17	21,23	34,47	30,91	22,16	24,06	33,58	26,09	17,46	22,91
04 - 05	29,23	23,85	16,63	21,70	35,40	33,03	23,30	24,91	33,94	26,40	17,74	23,12
05 - 06	31,69	25,61	17,92	23,17	42,36	39,05	32,15	28,46	35,33	27,27	18,47	24,03
06 - 07	36,68	29,59	21,88	26,23	48,48	48,69	43,49	35,90	37,49	28,78	19,83	25,44
07 - 08	45,81	34,37	27,44	31,10	55,19	59,37	48,92	41,64	40,34	30,47	21,39	27,94
08 - 09	48,25	36,79	30,27	33,61	58,35	64,12	52,40	44,92	41,63	31,77	22,46	29,48
09 - 10	47,80	36,64	29,66	32,99	58,57	64,00	52,38	45,55	41,07	31,57	22,41	29,17
10 - 11	46,86	36,06	204,62	31,78	57,66	62,16	51,83	43,56	40,54	31,36	22,30	28,45
11 - 12	46,02	35,44	203,37	31,11	57,16	61,32	50,82	43,35	39,97	31,01	21,95	27,95
12 - 13	41,93	33,80	26,17	30,06	57,12	62,39	51,28	43,68	39,48	30,54	21,49	27,56
13 - 14	40,81	32,88	25,41	29,38	56,77	59,49	50,23	43,71	39,15	30,20	21,22	27,26
14 - 15	39,96	32,16	24,76	28,77	56,25	58,45	49,50	41,56	38,91	30,02	21,03	27,03
15 - 16	39,83	31,88	24,60	28,87	55,49	58,61	49,46	41,74	38,90	29,97	20,97	27,16
16 - 17	40,45	32,41	25,36	30,03	55,28	58,89	49,72	42,39	39,22	30,19	21,25	27,97
17 - 18	44,32	35,11	28,47	32,77	55,22	60,27	50,41	43,25	40,26	30,83	21,67	28,93
18 - 19	45,55	36,56	29,02	32,60	54,26	60,35	51,99	42,90	40,48	30,82	21,62	28,51
19 - 20	44,50	36,07	27,38	31,28	53,60	56,06	49,84	40,38	40,07	30,63	21,31	27,58
20 - 21	42,13	34,36	25,35	29,55	51,94	53,73	46,79	37,68	39,16	30,25	20,94	26,76
21 - 22	39,81	32,78	23,56	27,99	45,51	46,88	43,43	34,04	38,50	29,83	20,66	26,20
22 - 23	37,76	31,24	21,91	26,83	41,01	36,24	36,44	30,44	37,72	29,26	20,12	25,55
23 - 00	33,68	28,00	19,23	24,71	37,69	32,89	28,11	27,52	36,21	28,25	19,16	24,67

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 15 - Média do volume transacionado (Méd. VL Trans.) de energia, dos preços e do índice de Lerner – Nord Pool (Noruega, Suécia e Finlândia)

	<i>Média do Volume Transacionado, dos Preços e do índice de Lerner</i>								
	Noruega			Suécia			Finlândia		
	Méd.VL	Méd.	Méd.	Méd.VL	Méd.	Méd.	Méd.VL	Méd.	Méd.
	Trans.	Preços	Lerner	Trans.	Preços	Lerner	Trans.	Preços	Lerner
	(Mwh)	(€)	(%)	(Mwh)	(€)	(%)	(Mwh)	(€)	(%)
1º trim. /13	18258,97	42,09	2,67	21318,30	41,96	5,04	9410,49	42,08	6,44
2º trim. /13	13019,49	39,00	3,31	15174,45	38,34	7,91	7013,07	39,93	10,40
3º trim. /13	13338,58	36,50	1,62	13550,30	40,40	4,73	6022,09	43,51	6,44
4º trim. /13	16326,68	36,02	1,48	17496,30	37,55	4,68	7706,20	39,90	6,99
1º trim. /14	17970,80	30,01	2,73	21529,28	30,07	6,04	8780,78	35,22	11,72
2º trim. /14	15079,79	25,79	4,59	15426,90	31,44	8,68	6819,36	34,55	13,92
3º trim. /14	13872,75	31,45	1,21	13636,01	33,58	4,41	6109,32	37,83	5,94
4º trim. /14	16953,90	30,44	1,56	17340,45	31,26	9,13	7911,73	36,44	10,24
1º trim. /15	18953,48	27,63	3,49	20327,92	28,32	8,30	8357,83	32,08	6,97
2º trim. /15	14931,41	20,51	2,65	16921,57	21,46	13,03	7071,21	25,83	24,41
3º trim. /15	14025,86	12,48	6,52	15999,04	15,19	17,68	6361,47	30,13	22,12
4º trim. /15	17628,90	21,21	2,41	18870,87	22,48	10,78	8060,30	30,65	16,45
1º trim. /16	20575,78	22,85	16,35	21300,93	23,08	8,16	8779,34	30,42	15,45
2º trim. /16	15469,13	23,70	2,75	15523,15	26,45	5,47	6623,33	30,22	14,21
3º trim. /16	13922,67	25,15	2,21	13925,01	29,49	5,73	6163,37	31,62	10,13
4º trim. /16	17819,34	34,00	2,51	17785,40	36,70	11,39	8198,21	37,48	11,62

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 16 - Média do volume transacionado (Méd.VL Trans.) de energia, dos preços e do índice de Lerner – Nord Pool (Dinamarca, Lituânia e Estónia)

	<i>Média do Volume Transacionado, dos Preços e do índice de Lerner</i>								
	Dinamarca			Lituânia			Estónia		
	Méd.VL	Méd.	Méd.	Méd.VL	Méd.	Méd.	Méd.VL	Méd.	Méd.
	Trans.	Preços	Lerner	Trans.	Preços	Lerner	Trans.	Preços	Lerner
	(Mwh)	(€)	(%)	(Mwh)	(€)	(%)	(Mwh)	(€)	(%)
1º trim. /13	4766,15	40,53	43,92	454,53	44,41	2,10	1534,91	42,11	9,64
2º trim. /13	3221,85	40,41	5,25	283,88	47,40	1,80	1212,35	39,00	6,73
3º trim. /13	2609,08	40,23	4,09	467,59	56,59	2,30	1254,07	36,50	2,80
4º trim. /13	4254,73	35,61	53,49	410,93	49,70	2,61	1264,81	36,02	3,63
1º trim. /14	4624,14	28,80	32,82	356,15	42,40	2,41	1206,88	30,01	4,59
2º trim. /14	2817,74	31,71	4,66	220,19	50,17	2,07	1184,99	25,79	5,38
3º trim. /14	2712,86	33,79	2,96	442,38	56,70	3,97	1176,28	31,45	2,85
4º trim. /14	3916,41	31,28	7,53	347,28	51,06	2,52	1345,74	30,44	3,79
1º trim. /15	4213,10	28,11	44,83	401,26	37,06	2,57	401,15	27,63	0,76
2º trim. /15	2853,00	23,02	17,46	379,06	38,58	5,79	379,06	20,51	2,54
3º trim. /15	2057,74	19,93	5,88	399,18	45,00	10,25	399,18	12,48	3,23
4º trim. /15	3291,26	23,88	8,38	372,91	47,05	6,12	372,91	21,21	1,80
1º trim. /16	3815,95	22,85	13,75	305,21	37,08	2,95	1129,98	22,85	6,81
2º trim. /16	2473,78	25,69	2,61	264,79	35,45	2,23	901,83	23,70	2,86
3º trim. /16	2286,48	28,91	3,20	260,96	35,70	1,70	1257,69	25,15	2,45
4º trim. /16	3890,33	34,59	10,17	535,02	37,92	2,24	1398,19	34,00	3,43

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 17 - Contagem de zeros para a elasticidade - Nord Pool (Noruega, Suécia e Finlândia)

Trimestre	<i>Contagem de Zeros para a Elasticidade</i>											
	Noruega				Suécia				Finlândia			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	1	1	2	0	0	3	3	0	7	8	7	5
2014	0	4	4	1	0	1	4	1	0	6	10	4
2015	0	1	0	1	2	3	5	3	10	8	6	6
2016	0	2	2	2	2	4	4	3	8	14	6	4

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 18 - Contagem de zeros para a variação de preços da energia - Nord Pool (Noruega, Suécia e Finlândia)

<i>Contagem de Zeros para a Δ de Preços</i>												
Trimestre	Noruega				Suécia				Finlândia			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	2	6	11	8	3	13	8	9	3	16	16	8
2014	0	8	12	16	0	12	15	21	0	19	16	22
2015	12	11	5	7	13	14	17	15	18	34	69	29
2016	12	4	3	3	19	15	13	9	28	27	38	11

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 19 - Contagem de zeros para a variação de volume de energia transacionado - Nord Pool (Noruega, Suécia e Finlândia)

<i>Contagem de Zeros para a Δ de Volume Transacionado</i>												
Trimestre	Noruega				Suécia				Finlândia			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	1	1	2	0	0	3	3	0	7	8	7	5
2014	0	4	4	1	0	1	4	1	0	6	10	4
2015	0	1	0	1	2	3	5	3	10	8	6	6
2016	0	2	2	2	2	4	4	3	8	14	6	4

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 20 - Contagem de zeros para a elasticidade - Nord Pool (Dinamarca, Lituânia e Estónia)

<i>Contagem de Zeros para a Elasticidade</i>												
Trimestre	Dinamarca				Lituânia				Estónia			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	7	8	5	5	39	62	44	43	65	47	50	32
2014	0	9	2	7	1	67	56	61	0	50	70	59
2015	5	2	5	4	52	58	72	62	62	65	80	66
2016	4	8	4	5	63	42	82	39	43	47	30	33

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 21 - Contagem de zeros para a variação de preços da energia - Nord Pool (Dinamarca, Lituânia e Estónia)

Contagem de Zeros para a Δ de Preços												
Trimestre	Dinamarca				Lituânia				Estónia			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	8	12	9	7	386	264	202	161	2	6	11	8
2014	0	13	11	11	5	166	167	180	0	8	12	16
2015	12	11	14	15	193	145	255	209	12	11	5	7
2016	16	10	3	6	83	70	80	20	12	4	3	3

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 22 - Contagem de zeros para a variação do volume de energia transacionado - Nord Pool (Dinamarca, Lituânia e Estónia)

Contagem de Zeros para a Δ do Volume Transacionado												
Trimestre	Dinamarca				Lituânia				Estónia			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	7	8	5	5	55	68	48	45	65	47	50	32
2014	0	9	2	7	1	74	58	65	0	50	71	60
2015	5	2	6	4	62	65	81	66	62	65	81	66
2016	4	8	4	5	68	45	83	39	43	47	30	33

Fonte: Elaboração própria.

De todos países que se analisaram no mercado Nord Pool, apenas a Dinamarca apresenta preços com valores negativos. Na tabela 17 é apresentada a contagem desses valores. Isto acontece quando a oferta é maior que a procura. Contagem - quando os preços tomam valores negativos.

Tabela 23 - Contagem de zeros quando os preços da energia tomam valores negativos - Nord Pool (Dinamarca)

<i>Preços tomam valores negativos (contagem) - Nord Pool (Dinamarca)</i>				
Trimestre	1º	2º	3º	4º
2013	6	0	0	24
2014	15	0	0	5
2015	23	3	1	12
2016	14	0	0	36

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 24 - Volume total de energia transacionado por hora no mercado diário (MWh)
– EPEX (França e Suíça)

<i>Horas</i>	<i>Volume Total Transacionado no Mercado Diário (MWh)</i>							
	França				Suíça			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
00 – 01	2148522	2476049	3878896	4003112	724976	803755,3	884138	932777
01 – 02	2211662	2522146	3991289	4042178	733884,1	807737,2	899453,1	957291,9
02 – 03	2264129	2564447	4051203	4073249	731368,9	800879,4	898471,7	958134,1
03 – 04	2370157	2811046	4361714	4354343	741823,3	822395,5	902925,8	973007,3
04 – 05	2427675	2930804	4493059	4486291	749232,8	822617,9	892096,2	946558,9
05 – 06	2316151	2802704	4365305	4348473	722582	797677,9	887999,4	939121
06 – 07	2349216	2713290	4415618	4436467	718408,7	792743,2	906481,8	950936,8
07 – 08	2471801	2810168	4470085	4676619	815387,5	889992,9	981013,8	1014145
08 – 09	2497636	3000502	4627872	4685027	831505,3	902348,6	961485,4	1034670
09 – 10	2403196	2912098	4524227	4764349	810091,7	882692	956799,7	1012737
10 – 11	2359240	2891291	4480301	4871728	795193,8	866559	963462,3	1010559
11 – 12	2378174	2881887	4450801	4949162	789038,5	861747,9	969346,6	1008889
12 – 13	2406455	2842848	4314689	4975258	807469,3	863145,7	968986,3	997106,8
13 – 14	2409565	2842119	4331724	5009923	807912,4	877278,1	981696,8	1019630
14 – 15	2414793	2863713	4418261	5010066	797699,6	876651,9	972134,3	1019178
15 – 16	2433153	2948196	4611864	5035432	791789,1	869781,9	969257,2	1028183
16 – 17	2436942	3051730	4784924	5049033	782319,5	866274,7	964870,3	1025881
17 – 18	2504558	3154454	4968821	5104617	783139,4	856130,8	958261,9	1012209
18 – 19	2577532	3095800	4849443	4891714	819896,6	912046,4	985216,8	1023027
19 – 20	2580365	3080858	4757507	4757406	872253,2	954075,2	1038873	1075463
20 – 21	2581084	2877909	4581568	4728848	832202,7	898270,9	1045118	1038690
21 – 22	2463384	2753649	4494694	4557965	770304,5	839007,8	1002979	991184,1
22 – 23	2250668	2526096	4210420	4274251	764571,7	802749,8	994582,1	954814
23 – 00	2284919	2461247	3921486	4120476	748240	798287,9	924968,6	911272
Total	57540975	67815049	1,06E+08	1,11E+08	18741291	20464848	22910618	23835463

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 25 - Média de preços da energia por hora no mercado diário (€/MWh) - EPEX
(França e Suíça)**

<i>Horas</i>	<i>Média de Preços no Mercado Diário</i>							
	França				Suíça			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
00 - 01	37,65	30,48	35,03	32,37	38,91	32,47	36,34	34,08
01 - 02	34,02	26,90	31,61	28,91	34,76	29,13	33,39	31,20
02 - 03	30,39	24,41	30,43	27,00	31,08	26,39	31,36	29,21
03 - 04	25,49	20,60	26,24	24,59	28,18	24,01	29,46	27,67
04 - 05	23,51	19,44	25,09	23,82	27,43	23,64	28,79	27,06
05 - 06	27,97	23,14	28,03	26,15	31,68	27,40	31,72	29,46
06 - 07	36,67	29,80	34,29	32,39	40,88	34,31	38,12	35,55
07 - 08	45,54	37,11	41,15	39,61	48,34	39,91	43,57	40,82
08 - 09	50,65	40,23	44,19	42,37	52,18	42,25	46,07	43,37
09 - 10	52,33	41,19	44,86	42,53	52,92	42,32	45,68	43,14
10 - 11	51,51	40,16	43,66	41,52	51,83	41,43	44,32	42,00
11 - 12	51,33	40,11	43,29	40,85	51,34	41,30	43,66	41,32
12 - 13	49,37	39,53	42,25	39,09	48,01	39,62	41,69	39,23
13 - 14	46,48	37,35	40,21	37,25	46,15	38,16	40,48	38,03
14 - 15	44,57	35,54	38,29	35,65	45,50	37,18	39,66	37,48
15 - 16	42,11	33,65	36,44	34,65	45,14	36,72	39,39	37,53
16 - 17	41,85	33,63	36,62	35,13	45,77	37,39	40,20	38,45
17 - 18	47,77	37,63	40,69	39,80	50,24	40,69	43,21	41,87
18 - 19	55,20	43,55	46,29	52,68	55,24	44,76	47,36	44,82
19 - 20	56,64	45,29	48,40	48,20	55,38	45,58	48,82	45,69
20 - 21	50,64	40,70	44,61	43,18	52,17	42,56	46,35	43,61
21 - 22	45,00	36,47	40,87	39,10	48,65	40,12	44,37	40,90
22 - 23	47,32	38,20	42,06	38,83	48,34	39,73	43,42	39,72
23 - 00	43,62	35,87	39,62	36,16	43,29	35,85	39,58	36,79

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 26 - Média do volume transacionado (Méd.VL Trans.) de energia, dos Preços e do índice de Lerner - EPEX (França e Suíça)

<i>Horas</i>	<i>Média do Volume Transacionado, dos Preços e do índice de Lerner</i>					
	França			Suíça		
	Méd.VL Trans. (Mwh)	Méd. Preços (€)	Méd. Lerner (%)	Méd.VL Trans. (Mwh)	Méd. Preços (€)	Méd. Lerner (%)
1º trim. /13	69444,42	54,26	8,57	1977,53	56,17	7,21
2º trim. /13	6135,75	33,47	166,48	2214,65	35,24	9,78
3º trim. /13	5910,31	39,26	17,18	2300,51	40,24	5,90
4º trim. /13	7287,41	47,78	17,69	2063,14	48,50	5,84
1º trim. /14	7311,09	37,76	18,89	2089,43	42,60	7,44
2º trim. /14	7194,06	31,48	21,50	2520,91	31,90	77,16
3º trim. /14	7649,35	28,39	61,09	2420,71	31,89	6,60
4º trim. /14	8795,32	40,90	9,55	2310,98	40,84	4,56
1º trim. /15	11103,26	44,91	9,65	2327,74	46,29	3,83
2º trim. /15	11850,60	32,64	13,99	2909,12	31,19	6,70
3º trim. /15	11193,67	35,83	9,62	2616,09	35,07	6,69
4º trim. /15	14391,03	40,78	27,52	2606,47	48,71	4,02
1º trim. /16	13261,96	28,80	17,59	2573,48	36,50	3,65
2º trim. /16	13285,82	25,90	18,02	2908,42	25,53	6,91
3º trim. /16	11956,85	32,27	7,73	2819,18	31,08	6,69
4º trim. /16	12148,96	59,79	6,52	2554,62	58,24	8,28

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 27 - Contagem de zeros para a elasticidade - EPEX (França e Suíça)

Trimestre	<i>Contagem de Zeros para a Elasticidade</i>							
	França				Suíça			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	3	1	0	0	3	1	0	0
2014	0	2	1	1	0	1	1	2
2015	1	0	0	0	0	1	1	1
2016	0	0	0	0	1	1	0	1

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 28 - Contagem de zeros para a variação de preços da energia - EPEX (França e Suíça)

<i>Contagem de Zeros para a Δ de Preços</i>								
Trimestre	França				Suíça			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	7	12	1	8	4	6	2	4
2014	0	5	7	6	0	0	3	5
2015	17	7	4	9	17	9	4	13
2016	20	7	6	15	11	3	7	2

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 29 - Contagem de zeros para a variação do volume de energia transacionado - EPEX (França e Suíça)

<i>Contagem de Zeros para a Δ do Volume Transacionado</i>								
Trimestre	França				Suíça			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	3	1	0	0	3	1	0	0
2014	0	2	1	1	0	1	1	2
2015	1	0	0	0	0	1	1	1
2016	0	0	0	0	1	1	0	1

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 30 - Contagem de preços da energia negativos - EPEX (França e Suíça)

<i>Preços tomam valores negativos (contagem)</i>								
Trimestre	França				Suíça			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	0	15	0	0	0	0	0	0
2014	0	4	4	0	1	11	3	0
2015	0	0	0	0	0	9	0	0
2016	0	2	0	0	4	18	2	0

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 31 - Contagem de preços da energia que tomam o valor igual a zero - EPEX (França e Suíça)

Preços tomam valores igual a zero (contagem) - Suíça				
Trimestre	1º	2º	3º	4º
2013	3	29	0	0
2014	1	0	1	0
2015	1	0	0	0
2016	1	0	0	0

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 32 - Volume total de energia transacionado por hora no mercado diário (MWh) – EEX (Alemanha) e EXAA (Áustria)

Horas	Volume Total Transacionado no Mercado Diário (MWh)							
	Alemanha				Áustria			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
00 - 01	17535695,6	18937694,5	18862176,65	17323472,6	7440753,2	6858491,5	6471499,5	6472582,9
01 - 02	17813440,3	19147534,8	19023831,28	17422890,58	6992379,8	6492760,6	6113463	6159734,4
02 - 03	17921640,4	19283904,43	19027407,13	17466176,83	6632861,8	6219114,8	5898728,3	5899484,6
03 - 04	17919283,3	19321376,28	19072639,3	17381867,63	6398921,6	5930581	5721232,3	5748162
04 - 05	17719068,8	19124204,58	18950474,88	17186606,85	6304494,1	5843426,4	5669749	5685060,2
05 - 06	17464882,1	18748462,73	18799975,05	17107425,1	6278902,7	5832322,4	5692681,8	5724169,9
06 - 07	17759701	19047944,43	19352324,3	17334089,63	6371502,2	5954163,1	5912669,8	5985938,6
07 - 08	19043355,3	20398120,4	20468423,25	18299200,78	6836210,4	6315228,4	6368078,1	6517921,9
08 - 09	20707752,6	22313064,13	22589328,33	19187752,5	7340888,4	6676070,2	6817848,8	6960751,1
09 - 10	21845619,3	23557939,75	23813339,68	20570801,45	7825833	7180552,6	7428061	7424680,2
10 - 11	22959862,6	24768652,88	25124920,83	21939872,78	8272752,4	7602040,9	7914530,3	7810033,6
11 - 12	23863537,3	25696022,53	26110808,68	22963290,2	8521750	7845167,1	8185236,7	8034288,6
12 - 13	24463942	26306833,13	26732030,25	23587075,98	8808676,6	8072427,7	8307209,5	8142424,1
13 - 14	24259839,6	26039902,18	26549992,45	23429531,6	8878109,4	8129469,6	8303882,6	8196925,8
14 - 15	23545704,7	25171244,33	25700491,53	22711833,88	8785368,7	7987393,9	8111137	8132613,8
15 - 16	22701407,9	24041821,85	24565866,53	21566272,98	8694002,9	7858221,6	7945900,7	8015149,1
16 - 17	21716647	22996561,38	23232336,83	20539006,7	8535917,5	7739469	7851333,8	7907035
17 - 18	20820563,1	22127934,58	22214163,75	19323602,15	8433307,3	7668663,7	7789169,4	7844867,3
18 - 19	20413474,8	21770804,68	21457010,85	18432257,53	8321444,1	7603998,7	7768487,8	7825700,9
19 - 20	20160475,7	21523299,33	21225686,73	18101928,1	8286505	7559000,2	7745869,2	7824652
20 - 21	18777935,8	19918296,65	19702455,15	17684967,13	8292313,1	7551206,8	7700762,2	7756631,3
21 - 22	18149845,7	19350929,85	19350242,5	17434649,4	8351769,6	7582378,3	7637297,2	7619986,8
22 - 23	18002567,8	19228988,8	19060962,48	17307348,38	8198736,1	7342639,2	7331988,5	7350054,5
23 - 00	17712254,2	19138613,55	18998317,68	17496407,53	7766406,4	6912435,3	6873715,2	6936166,8
Total	483278496,9	517960151,7	519985206	461798328,2	186569806,3	170757223	171560531,7	171975015,4

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 33 - Média de Preços da energia por hora no mercado diário (€/MWh) – EEX e EXAA

<i>Horas</i>	<i>Média de Preços no Mercado Diário</i>							
	Alemanha				Áustria			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
00 - 01	29,29	25,93	25,14	24,01	44,13	39,74	48,41	38,45
01 - 02	26,48	23,94	23,19	22,42	38,31	34,82	43,55	34,97
02 - 03	24,49	22,72	21,82	21,29	32,88	30,87	40,54	32,62
03 - 04	24,07	21,47	21,39	20,56	31,28	30,37	39,59	31,39
04 - 05	24,66	22,05	21,86	21,12	29,88	29,39	38,88	30,85
05 - 06	26,74	23,86	23,81	22,38	31,22	30,44	39,99	31,86
06 - 07	34,44	30,28	29,95	26,81	35,64	34,52	44,53	35,17
07 - 08	43,80	36,78	36,82	32,73	41,27	39,83	49,51	38,79
08 - 09	64,86	72,08	73,53	76,80	41,76	42,26	52,22	40,68
09 - 10	45,78	37,92	36,80	33,89	45,72	45,39	55,11	42,50
10 - 11	43,58	36,31	34,40	32,02	47,62	46,60	56,24	42,90
11 - 12	43,74	36,33	33,87	31,77	47,21	46,22	55,78	42,29
12 - 13	40,79	33,95	31,01	29,25	48,47	46,66	55,16	41,89
13 - 14	38,50	32,16	29,44	27,50	48,01	45,97	54,52	41,76
14 - 15	36,47	31,37	28,84	26,70	46,01	43,77	51,87	40,65
15 - 16	37,06	31,87	30,27	28,13	44,64	41,74	49,67	39,35
16 - 17	38,57	33,39	31,99	29,34	43,62	41,11	49,53	39,05
17 - 18	45,57	38,52	38,07	34,35	45,32	42,67	51,21	40,45
18 - 19	51,02	43,35	42,01	36,54	47,24	45,57	53,70	42,28
19 - 20	52,17	44,45	43,26	37,00	50,52	49,03	56,05	44,31
20 - 21	46,41	39,41	38,93	33,67	53,44	51,67	58,07	45,42
21 - 22	41,89	35,39	34,94	30,50	54,92	52,63	59,07	45,63
22 - 23	40,03	33,90	33,78	29,45	51,73	49,34	55,82	43,31
23 - 00	32,65	28,27	27,39	25,56	46,60	43,77	51,11	39,78

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 34 - Média do volume transacionado (Méd.VL Trans.) de energia, dos preços e do índice de Lerner - EEX e EXAA

	<i>Média do Volume Transacionado, dos Preços e do índice de Lerner</i>					
	Alemanha			Áustria		
	Méd.VL Trans. (Mwh)	Méd. Preços (€)	Méd. Lerner (%)	Méd.VL Trans. (Mwh)	Méd. Preços (€)	Méd. Lerner (%)
1º trim. /13	54078,94	43,22	81,40	23037,48	38,17	35,46
2º trim. /13	55569,49	34,17	68,82	20305,88	33,78	107,95
3º trim. /13	53983,05	39,45	22,92	20567,57	50,46	4,38
4º trim. /13	57024,30	38,46	152,25	21307,79	52,34	11,25
1º trim. /14	62417,94	34,51	144,63	21649,45	24,64	50,00
2º trim. /14	56144,59	32,78	22,55	17651,43	40,03	7,63
3º trim. /14	55208,98	32,76	68,99	20087,40	52,29	8,01
4º trim. /14	62752,49	35,90	61,75	18604,21	50,04	11,76
1º trim. /15	62743,26	33,69	39,48	19957,71	45,96	10,17
2º trim. /15	59388,74	29,87	25,31	18899,43	48,44	5,48
3º trim. /15	54519,22	33,92	21,96	20358,43	55,75	3,02
4º trim. /15	60858,83	34,69	37,64	19123,24	51,46	6,78
1º trim. /16	56122,36	27,03	63,28	20015,04	30,54	14,11
2º trim. /16	53014,24	26,68	19,07	17986,37	28,86	13,91
3º trim. /16	51016,96	30,21	27,18	19447,36	41,68	5,42
4º trim. /16	50091,48	38,31	69,22	20851,48	56,44	3,94

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 35 - Contagem de zeros para a elasticidade- EEX e EXAA

Trimestre	<i>Contagem de Zeros para a Elasticidade</i>							
	Alemanha				Áustria			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	0	0	0	1	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	1	0
2016	0	0	0	0	0	1	1	0

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 36 - Contagem de zeros para a variação de preços da energia - EEX e EXAA

<i>Contagem de Zeros para a Δ de Preços</i>								
Trimestre	Alemanha				Áustria			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	3	1	1	0	116	146	194	124
2014	0	1	2	4	1	182	170	94
2015	1	2	1	1	64	128	135	90
2016	1	2	3	0	141	131	130	86

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 37 - Contagem de zeros para a variação do volume de energia transacionado - EEX e EXAA

<i>Contagem de Zeros para a Δ do Volume Transacionado</i>								
Trimestre	Alemanha				Áustria			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	0	0	0	1	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	1	1	0
2016	0	0	0	0	0	1	1	0

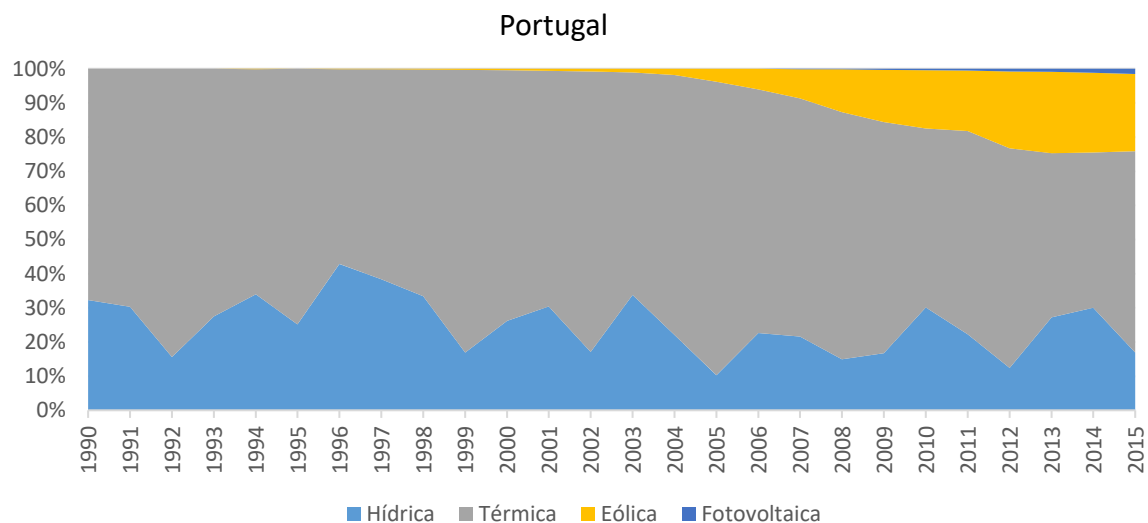
Fonte: Elaboração própria.

Tabela 38 - Contagem de zeros quando os preços da energia tomam valores iguais a Zero e Negativos - EEX e EXAA

Trimestre	<i>Preços tomam valores negativos (contagem)</i>				<i>Preços tomam valores iguais a zero (contagem)</i>			
	Alemanha				Áustria			
	1º	2º	3º	4º	1º	2º	3º	4º
2013	41	53	9	46	194	249	0	32
2014	44	12	11	32	195	0	0	0
2015	60	35	28	43	0	0	0	0
2016	53	35	9	74	2	0	0	0

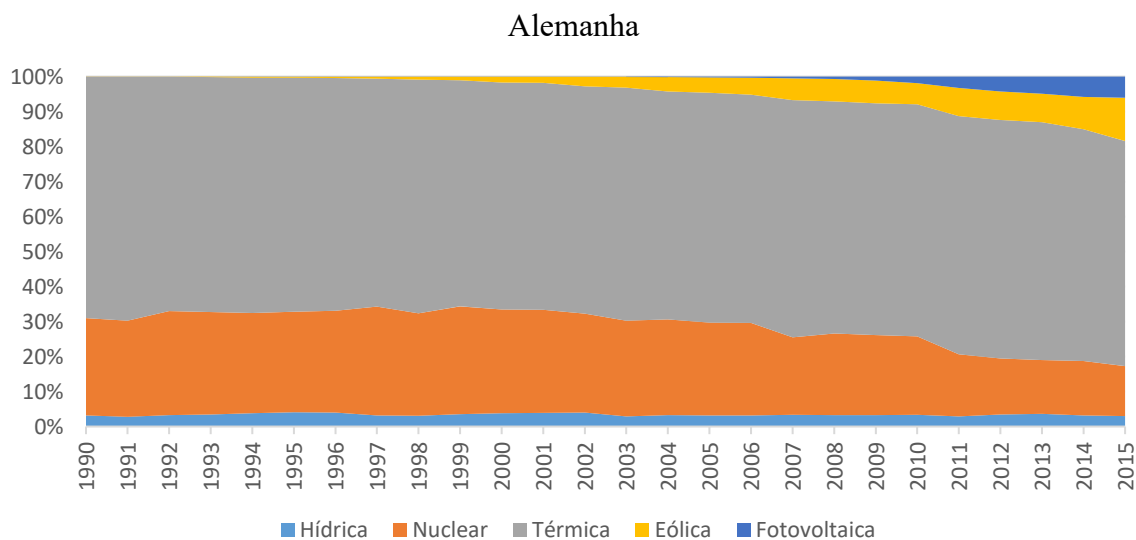
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 20 - Evolução das fontes de energia utilizadas para a produção de eletricidade em Portugal



Fonte: Elaboração própria com base em dados do Pordata³⁶.

Gráfico 21 - Evolução das fontes de energia utilizadas para a produção de eletricidade na Alemanha



Fonte: Elaboração própria com base em dados do Pordata³⁶.

³⁶ <https://www.pordata.pt/DB/Europa/Ambiente+de+Consulta/Tabela>.